

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы				
Методы повышения нефтеотдачи пластов Дзун-Баинского нефтяного месторождения (Монголия)				

УДК 622.276.6(517)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Цогтсайхан Тэргэлэн		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю.Н	к. ф-м. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова М.Р	к.г.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А			

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Цогтсайхан Тэргэлэн

Тема работы:

Методы повышения нефтеотдачи пластов Дзун-Баинского нефтяного месторождения (Монголия)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1750/с от 14.03.2018г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Пакет технической, технологической и нормативной информации по месторождениям Дзун – Баин компанию ООО «Петро Матад», тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Общие сведения о методы повышение нефтеотдачи, определение критериев применимости метода повышение нефтеотдачи, анализ факторов, влияющих на эффективность системы водогазового воздействия, социальная ответственность при работе с эжекторными станциями, экономическая эффективность от внедрения системы водогазового воздействия.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Цибулькикова.М.Р</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова.О.А</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.03.2018г.
--	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю.Н	к. ф-м. н.		14.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Цогтсайхан Тэргэлэн		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц, 25 рисунка, 9 таблиц, 18 источников.

Ключевые слова: Месторождение, пласт, Дзун – Баин, водогазовое воздействия, ГРП, технология проведения.

Объектом исследования является Дзун – Баинское нефтяное месторождение.

Цель работы – изучение методов повышения нефтеотдачи и анализ эффективности этих методов на Дзун – Баинском нефтяном месторождении Монголии.

В работе приведены сведения о геологической характеристике месторождения, сравнение проектных и текущих показателей разработки, рассмотрены технологические особенности гидравлического разрыва пласта и водогазового воздействия, а также проведен анализ эффективности применения этих методов.

В результате исследования выявлено, что на месторождении Дзун – Баин наиболее эффективным методом повышения нефтеотдачи является метод водогазового воздействия.

Приведены экономические расчеты, подтверждающие положительный эффект после внедрения новой системы в виде дополнительной прибыли.

Обозначения и сокращения:

ВГВ – водогазовое воздействие

УВ – углеводород

МУН – метод увеличения нефтеотдачи

ГРП – гидроразрыв пласта

ПГ – попутный газ

ВГС – водогазовый смесь

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

ПНГ – попутный нефтяной газ

ПАВ – поверхностно-активные вещества

КС – компрессорная станция

Введение

В 1892 году российский геолог В. А. Обручев провел Центрально – азиатскую геологическую службу, которая зафиксирована в истории как начало монгольского геологического изучения. Несколько десятилетий спустя разведка нефти в Монголии началась с классификации мезозойских и третичных осадков. Первое открытие обнажений горючих сланцев в регионе Гоби было сделано американскими геологами Х. Беркли и К. Моррисом. Развитие нефтяной промышленности с тех пор можно разделить на два этапа:

1. Первый этап начался в 1931 году при содействии бывшего Советского Союза. Нефтяные месторождения Дзун – баян XIV (перевод: восточный) и Цаган – Элс (перевод: белый песок) были обнаружены в провинция Дорногоби, Монголия. Строительство первого в стране нефтеперерабатывающего завода было завершено в 1950 году, а производство началось за счет переработки нефти, произведенной на месторождении Дзуунбаян.

2. Второй этап начался в 1991 году, когда парламентская демократия была введена в строй после распада Советского Союза, возобновилась разработка нефтяной разведки, а закон Монголии о нефти был принят Управлением по минеральным ресурсам и нефти Монголии [2].

С начала добычи нефти в 1998 году к концу 2015 года было произведено 35,5 млн. Баррелей нефти, из которых 33,5 млн. Баррелей были экспортированы в Китай для переработки, поскольку в стране нет нефтеперерабатывающего завода.

Разведка и добыча нефти в Монголии осуществляются в рамках соглашений о разделе продукции, подписанных над каждым нефтяным месторождением между инвестором и правительством Монголии. По состоянию на 2015 год насчитывается 31 нефтяной месторождении, а В Монголии нет национальной нефтяной компании но по состоянию на 23 мая 2016 года было пробурено 1431 скважина для целей разведки нефти, в среднем 3427 тонн нефти в день из 801 скважины.

Целью данной работы является изучение особенности методов повышения нефтеотдачи и анализ эффективности методов ГРП и водогазовое воздействия на Дзун – Баинском месторождении Монголии.

Актуальность данной темы заключается в том, что ГРП и водогазовое воздействия является наиболее распространенными методами повышении нефтеотдачи в Монголии, водогазовое воздействие на продуктивный пласт дает положительный экономический эффект за счет увеличения нефтеотдачи, а также за счет оптимизации оборудования и внедрения новых технологий.

В первой главе рассмотрены общие характеристики месторождения, его геологические особенности и приведены данные по фактической добыче месторождения.

По второй главе классификация метода повышение нефтеотдачи.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие основные задачи исследования:

- Рассмотреть особенности геологического строения
- Изучить метод повышение нефти отдачи
- Провести анализ эффективности методов применяемых на месторождение Дзун – Баин
- Рассчитать экономическую эффективность.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ДЗУН – БАЙНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОНГОЛИИ.....	10
1.1 Общие сведения о месторождении Монголии.....	10
1.2 Краткая геолого – физическая характеристика продуктивных пластов ...	13
1.3 Стратиграфия	14
1.4 Геологические особенности	16
1.5 Фактическая добыча месторождения Дзун – байн XIV	21
2. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	24
2.1 Основные факторы влияющие на нефтеотдачу.....	24
2.2 Классификация методов повышения нефтеотдачи пластов.....	27
2.3 Критерии применения методов повышения нефтеотдачи	34
3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	39
3.1 Гидроразрыв пласта.....	39
3.1.1 Техника ГРП.....	40
3.1.2 Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта	41
3.2 Водогазовые методы воздействия на продуктивный пласт	44
3.2.1 Механизм процесса	46
3.2.2 Анализ технологий водогазового воздействия на продуктивные пласты 46	
3.2.3 Насосно – эжекторные системы в составе систем повышения нефтеотдачи	51
3.2.4 Оценка эффективности водогазового воздействия на нефтенасыщенный пласт на примере Дзун – Байнского месторождение	51
3.2.5 Анализ технологических схем реализации водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем	56
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	66
5.1 Производственная безопасность	66

5.2	Анализ вредных производственных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте	68
5.3	Анализ опасных производственных факторов	71
5.4	Экологическая безопасность	76
5.5	Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения	77
5.5.1	Защита гидросферы.	79
5.5.2	Защита литосферы	81
5.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
5.7	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
5.7.1	Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства ..	85
	Заключение	87
	Список литератур	88

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ДЗУН – БАИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОНГОЛИИ

1.1 Общие сведения о месторождениях Монголии

Монголия расположена на азиатском континенте к югу от России и на севере и западе Китая (рис. 1). Столицей Монголии является Улан-Батор, город, насчитывающий приблизительно 1 000 000 человек, основанный в 1639 году и расположенный в северной центральной части страны, в котором проживает приблизительно 3 066 918 человек. Улан-Батор расположен в 440 километрах (270 миль) к северо-западу от месторождения Манаса XIII – Цагаан – Эльс и Дзун – Баян XIV. Монголия - обширная страна гор, озер, пустынь и лугов с общей площадью 1564 100 квадратных километров (603 902 квадратных миль).

Месторождения XIV и XIII находятся в бассейне Восточного Гоби (рис.1). Месторождения находятся в провинции Дорногоби на юго – востоке Монголии.



Рисунок 1 – Место положение месторождение Дзун – Баин XIV и XIII

Месторождение Дзун – Баин и Цаган – Элс расположено в бассейне Дорногоби на юго-востоке Монголии. Он расположен на высоте 760 м над уровнем моря и в 440 км к востоку от Улан-Батора.

Месторождение Дзун – Баин расположено в 50 - 54 км к юго – западу от Сайншанда и расположено в центральной части Дзун – Баинской депрессии. Цаган – Элс расположены в 22 км к юго – западу от Дзун – Баина. Площадь разведочного участка месторождения Дзун – Баин и Цаган – Элс составляет 5321 км², эксплуатационная площадь составляет 239,5 км².

Существующие 2D сейсмические данные по территории концессии составляют около 681 километра (423 мили) и были застрелены ROC Oil of Australia. (554 км в блоке 13 и 127 км в блоке 14). «Манас» не планирует перерабатывать существующие данные из-за хорошего качества данных, но планирует приобрести новые данные за 186 миль (300 км) (150 км на блоке 13 и 150 км на блоке 14) с использованием китайского сбора данных компания, известная как DQE International, дочерняя компания CNPC Daqing Petroleum, которая работает с 1970-х годов и насчитывает в общей сложности 16 сейсмических бригад, 76 буровых бригад, 60 экипажей каротажа скважин и 10 бригад цементирования.

Коммерческое производство происходило с 1953 по 1969 год на нефтяных месторождениях Дзун – баян и Цагаан – Элс и возобновилось в 2007 году Sinopet. Эти поля расположены между месторождениями XIII и XIV в производственном месторождении, полностью окруженном двумя предметными блоками (рис.3). Каждое из добывающих полей находится примерно в 20 километрах от границы блоков (рис.2). Диапазон размеров бассейна или поля, основанный на месторождениях Дзун – баян и Цагаан – Элс, будет варьироваться от 63 до 942 гектаров (от 154 до 2 328 акров). Анализ, проведенный Gustavson Associates указывает на вероятный диапазон отдельных размеров полей с точки зрения предполагаемых ресурсов от 8,1 до 24,9 млн. баррелей.

Компания Geosan LLC собрала все доступные исследования гравитации в этом районе (рис.4) и приступила к обработке и интерпретации этих данных. Из-за пробелов в данных на больших участках блоков 13 и 14 эти области

необходимо было интерполировать, используя близлежащие данные, чтобы завершить изображение (рис. 3).

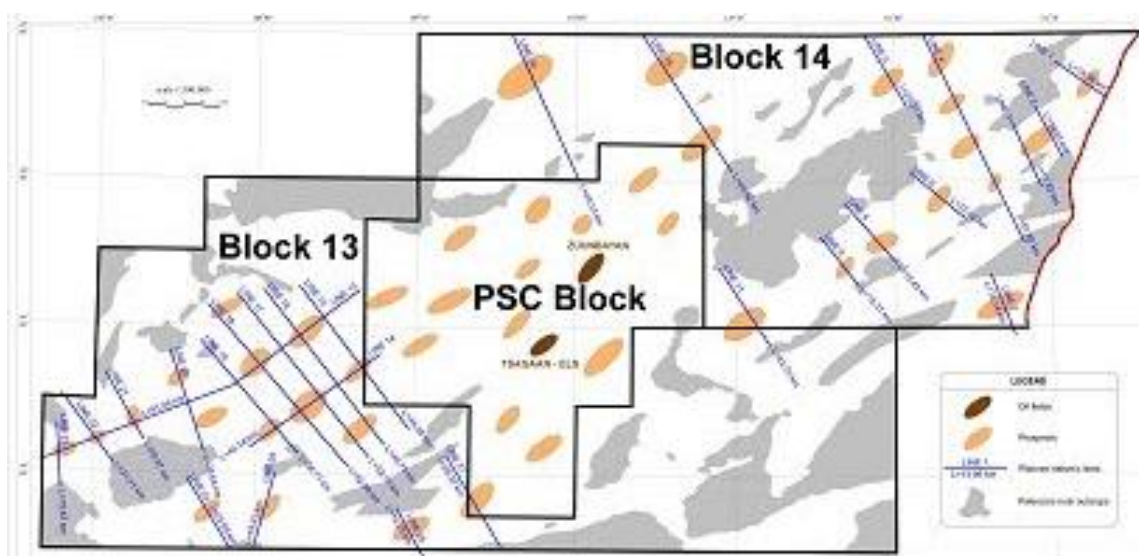


Рисунок 2 – Карта показывающая месторождения и производственное поле

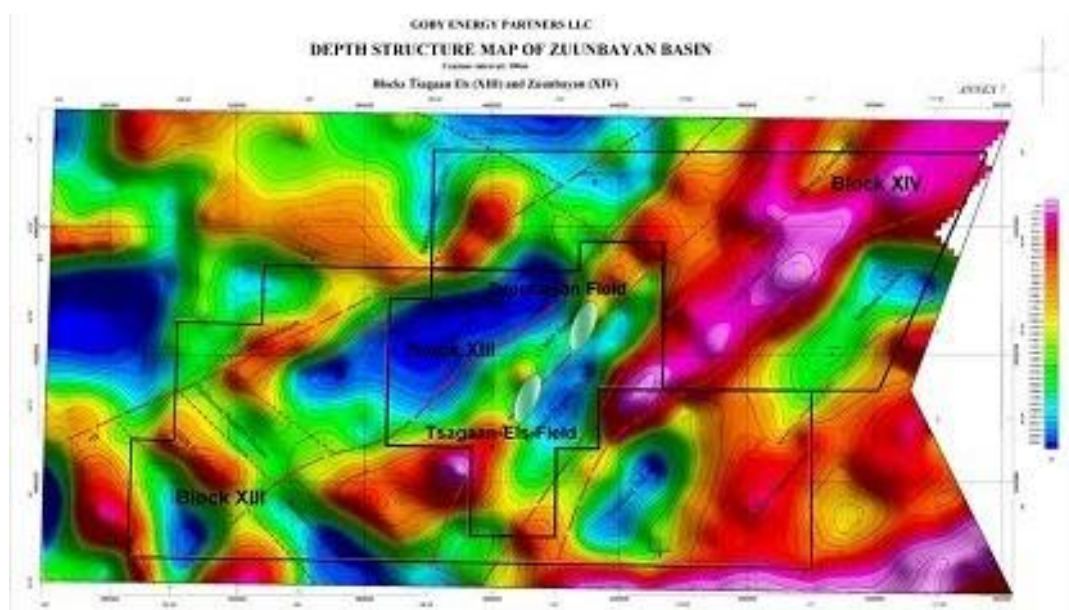


Рисунок 3 – Структура интерпретируемой структуры глубины

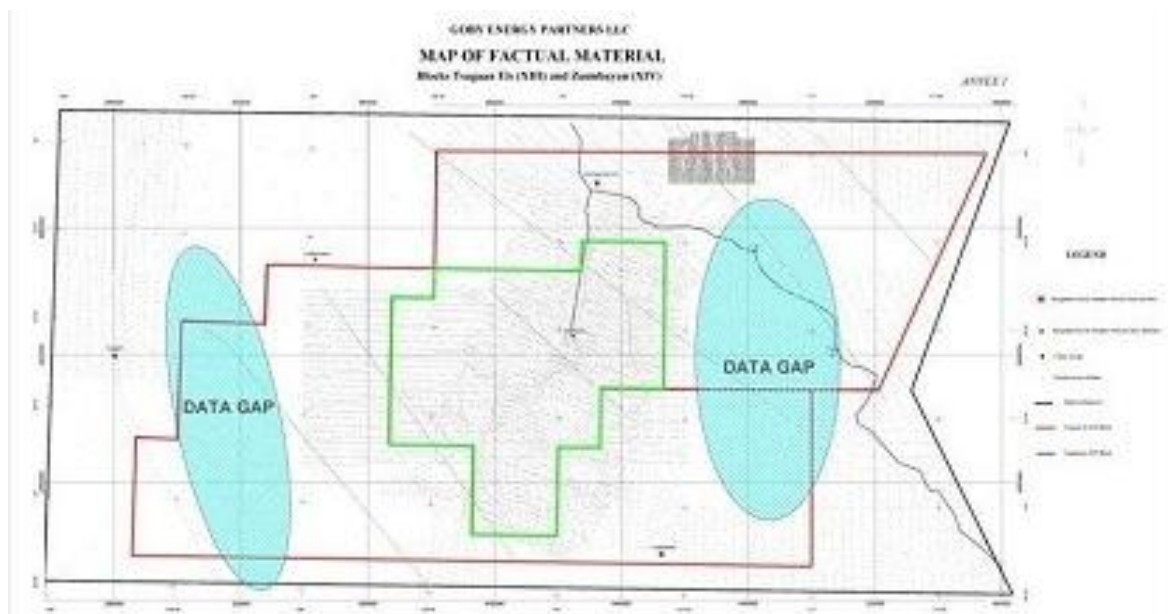


Рисунок 4 – Карта , отражающая исследования гравитации

1.2 Краткая геолого – физическая характеристика продуктивных пластов

Нефтяные месторождения Дзун – Баин, Юго-западный Дзун – Баин и Цагаан Элс расположены между месторождениями XIII и XIV в месторождении ХСVII. В 1941 году было обнаружено нефтяное месторождение Дзун – Баин, по оценкам, первоначальное масло вместо 25,7 млн.баррелей было основано на поверхностных нефтяных просачиваниях и поверхностной антиклинале.

Открытия на двух соседних антиклиналях были также сделаны на юго – западном месторождении Дзун – Баин с оригинальной нефтью вместо 6,1 млн. баррелей и месторождением Цагаан Элс, при этом первоначальная нефть вместо 118 млн. баррелей (рис.5).

Внутри Цагаанской Цавской свиты и нижней Дзун – Баинской свиты есть многослойные горизонты оплаты, составляющие в среднем 5 метров (16 футов). Полевые данные включают пористость от 13 до 18 процентов, проницаемость от 0,1 до 16 миллидарсий, высокое содержание парафина и содержание серы менее 0,25 процента (рис.6).

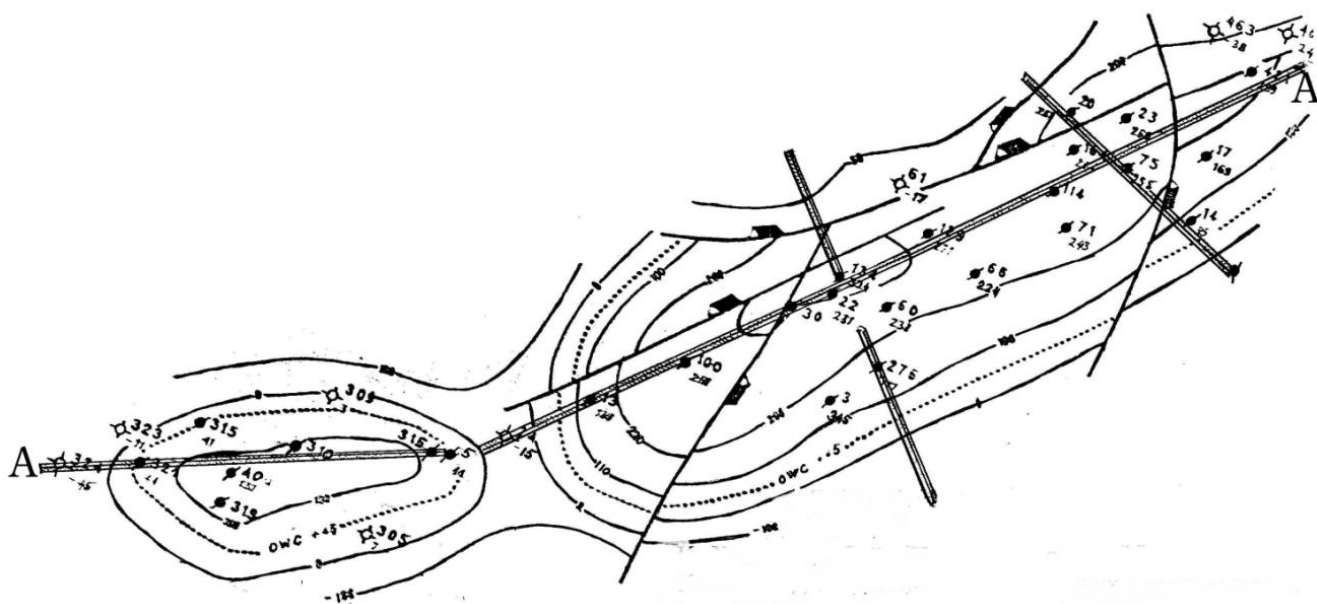


Рисунок 5 – Карта месторождение Дзун – Баин

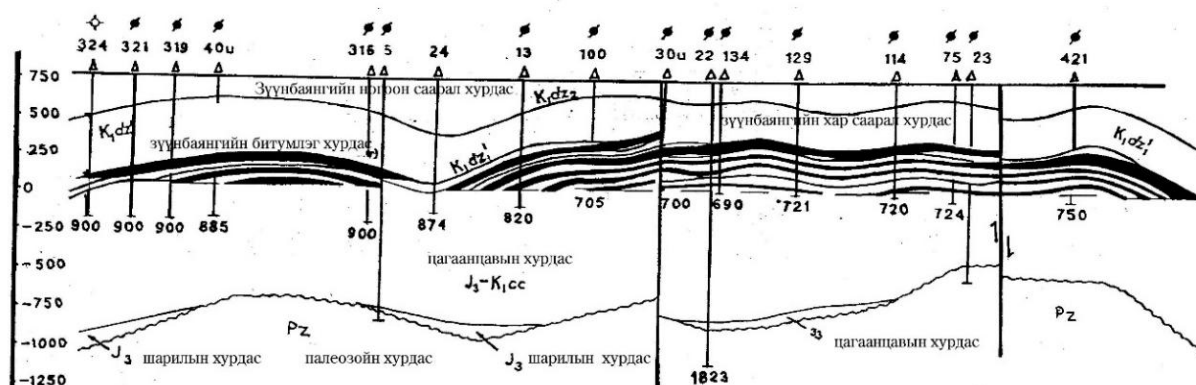


Рисунок 6 – Участок вдоль линии А-А месторождения Дзун – Баин

1.3 Стратиграфия

Согласно всестороннему анализу структурных, стратиграфических, сейсмических и каротажных данных, структурная эволюция бассейна Восточного Гоби претерпела четыре основных периода, т.е. До рифтинга, рифтинга, депрессии и сжатия. Структурно – осадочные эволюционные характеристики различны в каждом из этих периодов.

Период до рифтинга (до поздней юры)

В конце палеозоя бассейн пострадал от интенсивных тектонических движений Каледонии и раннего герцинского периода, что привело к появлению

большого пояса дуги с выпуклой к югу от Монголии вдоль сибирской платформы [5].

К ранней средней юре Монголия была в основном на стадии эволюции бассейна на переднем крае. Палеозойский бассейн Восточного Гоби получил морские кремнистые кластерные и карбонатные породы, большинство из которых страдали от интенсивного метаморфизма и образовали бассейн. Формирование среднеюрского Khamarkhoovor в основном состоит из аллювиальных отложений вентилятора, которые были разработаны на ранней стадии развития бассейна.

Период рифтинга (поздний юрско-ранний мел)

После герцинского движения Монголия была подвергнута долговременному вздыманию и эрозии до периода распространения поздней юры – раннего мела, когда Восточный Гобийский бассейн вошел в период рифтинга. В течение периода рифтинга была сформирована наиболее перспективная осадочная последовательность, в которой доминировали осколочно – озерные отложения фаций. Главные исходные породы произошли в нижнемеловой Дзун – Баинской свите, а водохранилища в основном развивались в нижнемеловой Цаганцавской свите. В этот период в бассейне произошли серьезные сбои, в результате чего были обнаружены месторождения отказа и антиклинали, которые обеспечивали благоприятные местоположения для накопления углеводородов.

Период депрессии (поздний мел)

В позднем мелу, с освобождением грунтового напряжения, земная кора начала охлаждаться и сжиматься, а изостатическое регулирование было вызвано региональной гравитацией. Следовательно, весь Восточный Гобийский бассейн смирился и вступил в период депрессии. Верхний мел состоял в основном из речных фациальных отложений.

Период сжатия (палеоген - четвертичный)

В конце мелового периода гималайское движение создало региональную среду сжатия, где деформация сжатия произошла в бассейне Восточного Гоби, что привело к обратным структурам тяги.

В результате тектоническая деформация внутренней депрессии отступила и выиграла сохранение нефти и газа [5]. Из гималайского периода движения до четвертичного периода, в бассейне испытал и региональную денудацию благодаря вдохновляющему и ограниченному осаднению.

1.4 Геологические особенности

Источник пород

В бассейне Восточного Гоби исходные породы I класса – это битуминозный озерный сланцы на дне нижнемеловой зубанской свиты, а исходные породы II класса – озерный сланцы нижнемелового образования Цагаанцава. Нижняя Дзун – Баинская XIV формация нижнего мела, которая в основном состоит из темного аргиллита и сланца толщиной до 200 м, была разработана в период максимального оводнения наводнений [7], а исходные породы в основном распределены в северо-западном Дзун – Баинском XIV суббассейне, центрально-западный суббассейн Сайншанд и центральный подвазон Хубсгула, которые параллельны удару бассейна (рис. 6). Геохимический анализ показывает, что сланцевая формация сланца содержит кероген I типа с общим содержанием органического углерода 1,74% - 1,74% (4% для битумного элемента) [6].

Параметры пиролиза нижнего мела и песчаного пиролиза показывают, что потенциал генерации углеводородов ($S_1 + S_2$) колеблется от 7,82 до 26,21 мг / г, в среднем 13,07 мг / г [6], что указывает на то, что исходные породы обладают превосходным ресурсным потенциалом.

Резервуары и горные породы

В бассейне Восточного Гоби бассейны первого сорта состоят из плетеных речных дельт и веерообразного литосферного песчаника формации нижнего мела Цаганцава толщиной около 350 м. Такие резервуары разрабатываются как на месторождении Дзун – Баин XIV и Цаган – Элс .

Анализ выходов на поверхность и данных о бурении показывает, что песчаник Цагаанцавской свиты содержит большое количество незрелых вулканических мусора, а пористость низка из-за сильной цементации. Пористость и проницаемость хороши в частичном чистом кварцевом песчанике. Пористость и проницаемость средне-крупного песчаника в зоне плавления формирования Цагаанцава составляют 13% - 18% и 2474 мД соответственно[6].

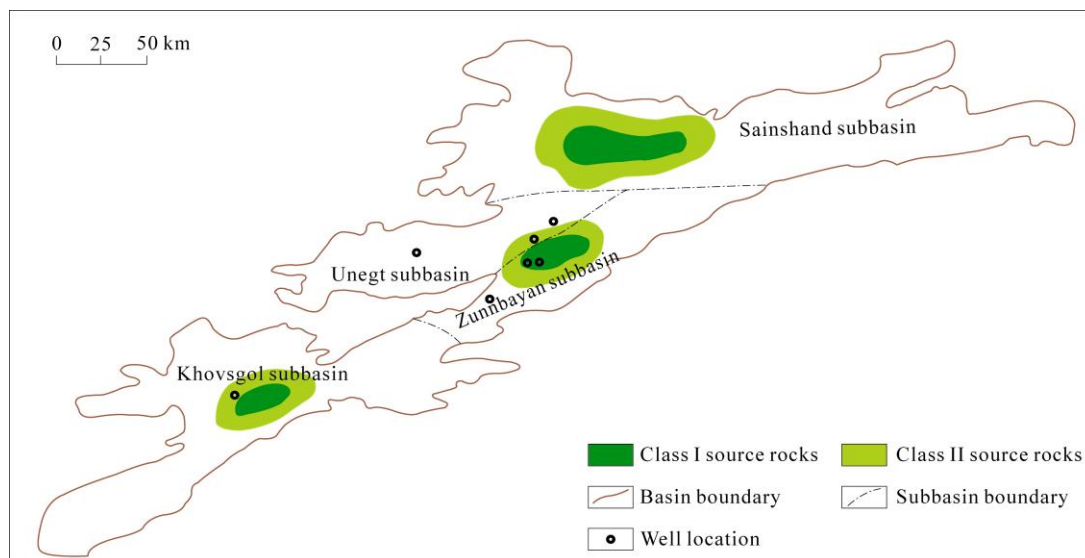


Рисунок 5 – Распределение исходных пород в бассейне Восточного Гоби

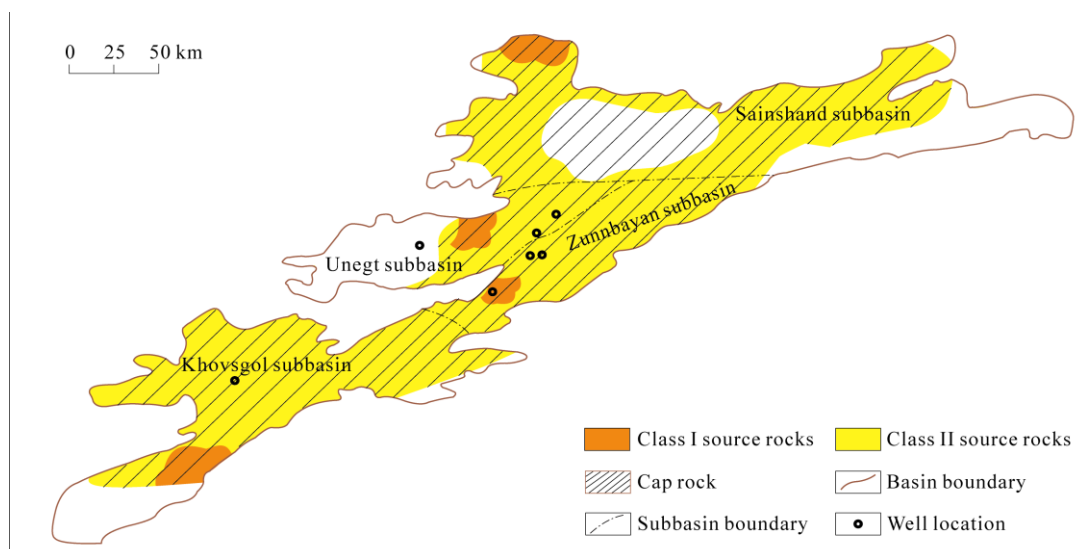


Рисунок 6 – Распределение пластовых и каменных пород в бассейне Восточного Гоби

Благоприятные зоны класса I: исходные породы состоят из полуглубокого и глубокого озерного сланца в центральном озерном бассейне,

вокруг которого находятся благоприятные резервуары дельта фанатов и плетеные речные дельта с хорошими физическими свойствами. Нефть и газ, полученные из исходных пород, легко мигрировали в водохранилища, а затем они мигрировали и накапливались в соседние структурные ловушки и литологические ловушки. Благоприятные зоны класса I в основном распределены в северо-восточном и центральном суббассейнах Унэгт, Дзун – Баин XIV и юго-западном и центральном Хубсугула (рис. 7).

Таблица 1 Параметры расчета ресурсов и результаты меловых залеж в бассейне Восточного Гоби

Количества обнаруженных резервуаров	4	
Метод расчета	Субъективный метод вероятности	
Прогнозируемое количество резервуар	Максимум (P95)	Минимум (P5)
	206	322
Эффективность исследования	0.6	
Неоткрытые восстанавливаемые ресурсы 10^6t	61.7	
Восстановимые нефтяные ресурсы, 10^6t	53.2	
Ресурсы извлекаемого конденсата, 10^6t	1.08	
Ресурсы извлекаемого газа, 10^6t	92.7	

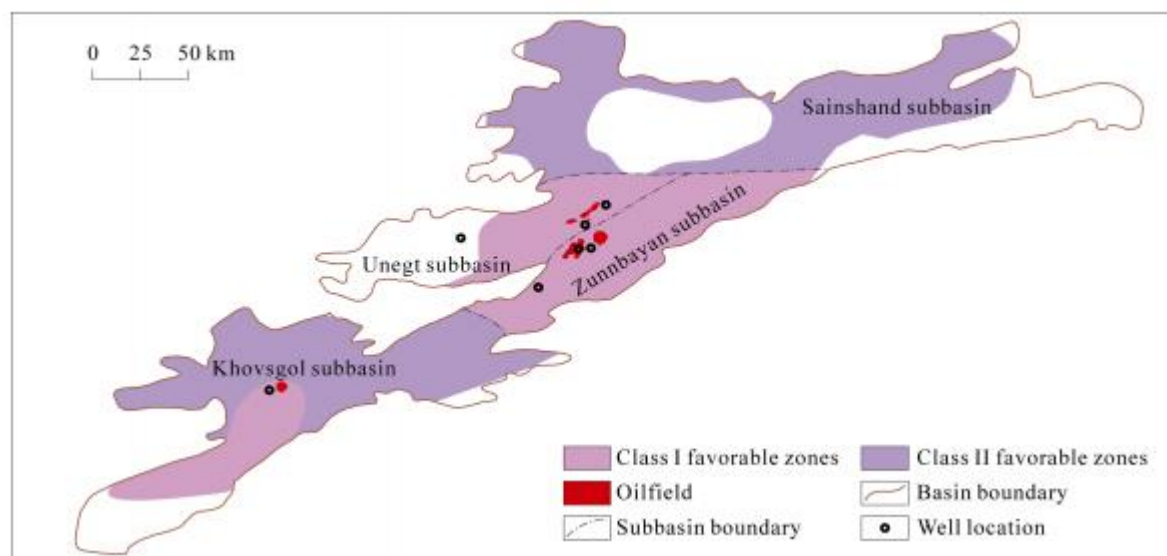


Рисунок 7 - Плоское распределение благоприятных участков разведки в бассейне Восточного Гоби

Благоприятные зоны II класса: Исходные породы состоят из полуглубоких и глубоких озерных сланцев в центральном озерном бассейне, а также глубоких озерных песок мутности, песчаных отмелей и аллювиальных

равнинных песчаных фаций, имеющих хорошие физические свойства, разработанных вдоль границы бассейна озера.

Благоприятные зоны II класса в основном распространены в севере – западном, западном и северо – восточном направлениях суббассейн и северный, центральный и восточный Хубсугулский суббассейн.

Наиболее благоприятными разведочными слоями в бассейне Восточного Гоби являются нижний мел, который охватывает гораздо большую площадь, чем любые другие осадочные бассейны в Монголии.

Восточно – Гобийский бассейн имеет аналогичные геологические условия нефти в отношении Эрлианского бассейна в Китае [7], где высокая палеогеотермическая температура, глубокий основной источник пород с максимальной глубиной более 2000 м [6] и относительно высокая степень развития. Степень рифтового бассейна выгодна для тепловой эволюции исходных слоев. Структурная деформация в бассейне относительно невелика, а региональные горные породы хорошо развиты и содержатся в хорошем состоянии без сильных региональных поднятий.

Ловушки

Восточный гобийский бассейн содержит структурные ловушки и литологические ловушки. Несколько сильных тектонических движений, особенно движение яншана на поздней стадии ранний мела заставлял юру и нижний мел страдать от интенсивного сгибания и разлома, что приводило к образованию антиклинальных ловушек, образованных подвалом подвала, асимметричной антиклинали и перевернутыми сгибаниями складок, а также ловушками ошибок формируются наклонными месторождениями разломов, обеспечивая тем самым места для накопления углеводородов. Кроме того, осадочные особенности бассейна восточного гоби (а именно его многочисленные истоки и близкое происхождение) способствуют существованию потенциальных литологических ловушек в меловом исполнении. Например, глубокие озерные тела турбидитного песка,

осажденные в нижней Дзун – Баин, создают условия, подходящие для развития литологических ловушек (рис.8).

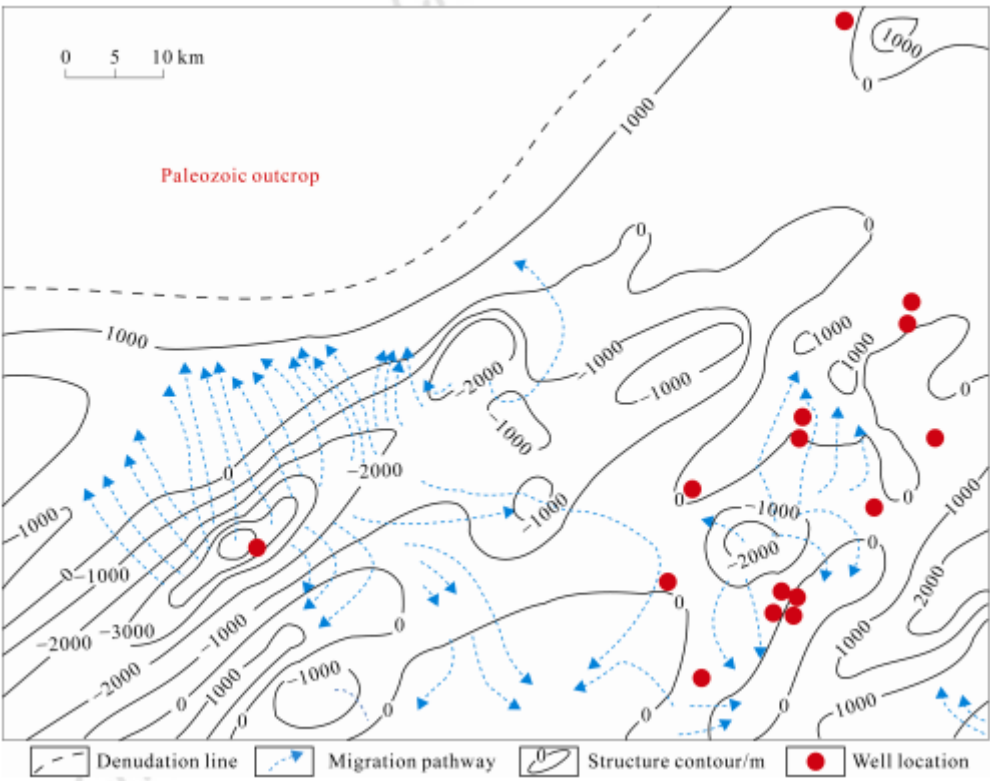


Рисунок – 8 Миграционные пути и контуры структуры на вершине Цаганцавской свиты

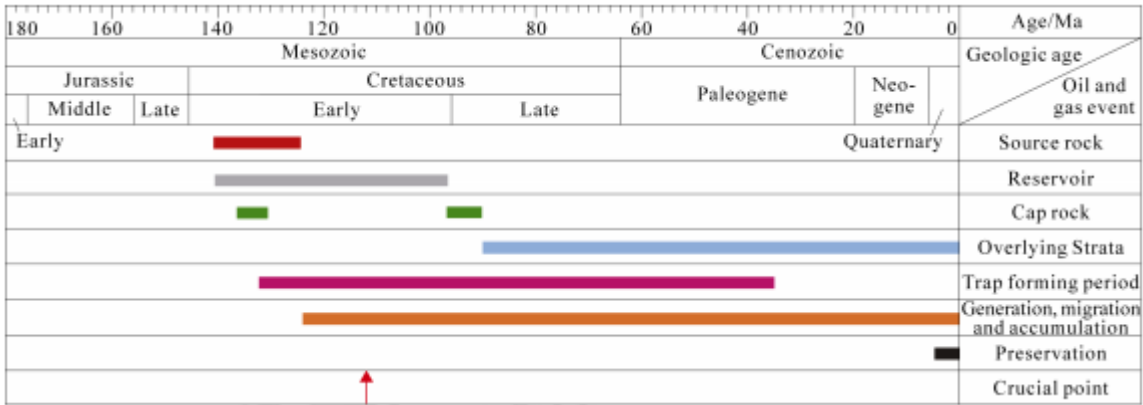


Рисунок – 9 События меловой нефтяной системы в бассейне Восточного Гоби

Гинерации и миграции УВ

В Восточно – Гобском бассейне средний геотермический градиент высок (45°С / км), а глубина захоронения среднего и верхнего мелов велика, оба из которых выгодны для термической зрелости и образования

углеводородов исходных пород. Пиковый период добычи нефти в бассейне составлял 100 – 90 млн.тонн, а с течением времени скорость генерации нефти становилась все медленнее и медленнее. Сгенерированная нефть и газ мигрировали вдоль направления всплытия из-за их плавучести и чрезмерного накопления в ловушке. Исследование показывает, что нефть и газ, полученные из бассейна, в настоящее время мигрируют к структурным максимумам и структурным ловушкам (рис.9) [7].

Нефтяная система

В бассейне Восточного Гоби имеется множество проверенных нефтяных систем, т.е. Меловой нефтяной системы. Восточный Гобийский бассейн во время раннего мела находился в рифтогенезе, когда его высокие значения теплового потока способствовали тепловой эволюции исходных пород.

Зрелые исходные породы были сформированы в течение 140,7 – 124,5 млн.тонн, водохранилища в течение 140,7 – 97 млн.тонн, а колпаковые породы в течение 136 – 90,4 млн.тонн, создавая, таким образом, самогенерирующий и самосохраняющий резервуар. Образование углеводородов началось с 124,5 млн.тонн, и бассейн вошел в период депрессии в конце позднего мела, когда термическое оседание стало очевидным с пиковым периодом генерации углеводородов 112 – 88,5 млн.тонн.

1.5 Фактическая добыча месторождения Дзун – баин XIV

«Dongshan» Co., Ltd КНР работает в 1998 году в области разведки с 2000 года. Рассматривая общую ситуацию с добычей нефти за 16-летний период (таблица 2) с начала производства месторождения Дзун – Баин и Цаган – Элс :

На рисунке 10 показано, что пиковое производство приходится на 2010 год. С тех пор производство упало.

На рисунке 10 показано, что пиковое производство приходится на 2010 год. С тех пор производство упало.

Увеличение добычи нефти напрямую связано с увеличением ствола скважины и способностью оценивать условия добычи, анализируя среднесуточный дебит одной скважины (рис.11).

Увеличение добычи нефти напрямую связано с увеличением ствола скважины и способностью оценивать условия добычи, анализируя среднесуточный урожай одной скважины. Как показано выше, показание среднесуточный дебит скважин резко изменяется , но среднесуточный дебит в последние годы постоянно снижается.

Из изменений среднегодовой годовой доходности скважин видно, что устойчивое снижение устойчивости не наблюдается. Поэтому необходимо исследовать метод увеличения нефтеотдачи на месторождение Дзун – Баин

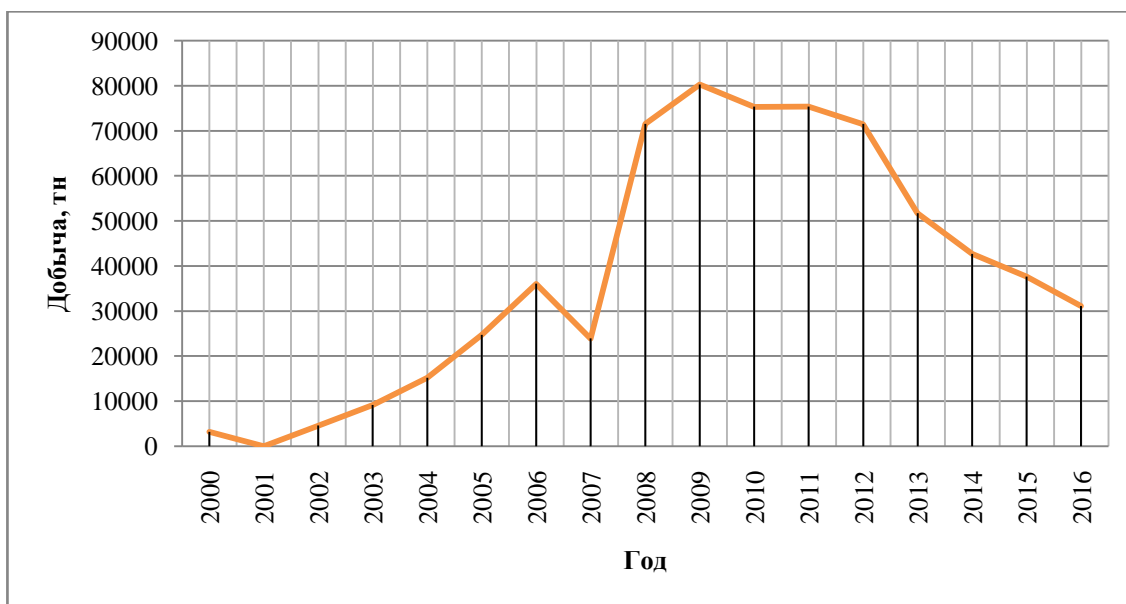


Рисунок 10 – Добыча в скважине TE14

Таблица 2 – Среднее суточное падение дебита в одной скважине

Год	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Количество добывающих скв.	5	5	5	6	8	20	30	40	56	68	85	95	95	100	113	119

Среднесуточный дебит	23.30	12.45	0	14.86	22.37	14.87	16.13	17.66	8.87	20.61	17.36	14.62	14.72	13.99	10.07	9.87
----------------------	-------	-------	---	-------	-------	-------	-------	-------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------

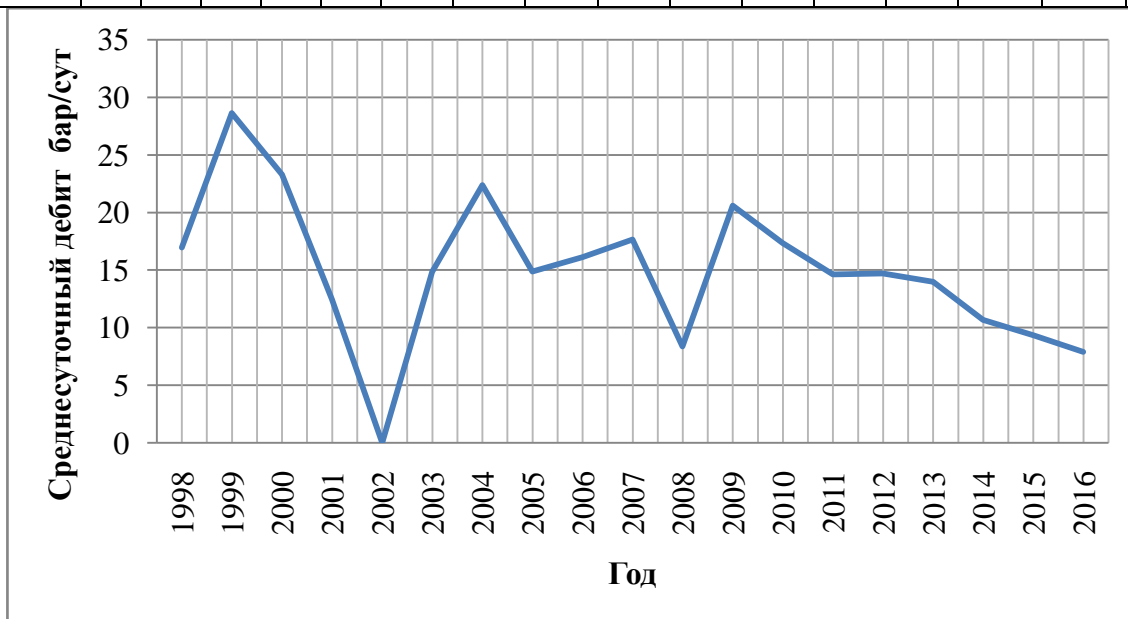


Рисунок 11 – Среднесуточный дебит одной скважины

2. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

2.1 Основные факторы влияющие на нефтеотдачу

Для снижения многих негативных последствий заводнения продуктивных пластов, вовлечения в разработку низко проницаемых коллекторов и повышения степени выработки запасов из неоднородных пластов на месторождениях применяются различные технологии воздействия на пласт, направленные на изменение направления фильтрационных потоков закачиваемой воды, изоляцию ее притока и выравнивание профилей приемистости нагнетательных скважин.

Геологическая неоднородность обычно приводит к тому, что не во всем объеме пласта в пределах охваченной заводнением площади происходит активный процесс вытеснения нефти водой. Поэтому в каждом сечении заводненного пласта могут находиться участки, к которым фронт вытеснения еще не подошел либо которые оказались обойденными вытесняемой водой.

Большинство известных методов повышения нефтеотдачи предусматривает применение средств, устраняющих частично или полностью проявление какой либо одной из трех основных причин снижения эффективности вытеснения нефти из продуктивных пластов: появление капиллярных сил, которые препятствуют вытеснению нефти из части пор микронеоднородной пористой среды; неблагоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой жидкостей; геологическая неоднородность строения продуктивного коллектора. Однако применение этих методов на поздних стадиях разработки дает неутешительные результаты. Эти методы предназначены для повышения либо степени вытеснения нефти (закачка различных газов, щелочи, ПАВ), либо охвата пластов заводнением (закачка полимерных растворов, водогазовых смесей, пен, виброволновое и микробиологическое воздействие, гидродинамические методы

Одна из основных причин их низкой эффективности заключается в том, что в них игнорируются естественные тенденции углеводородных жидкостей к движению под действием гравитационных и капиллярных сил. В связи с этим

понятно внимание нефтяников и газовиков к вибрационным и акустическим технологиям, которые способны учитывать это тенденции.

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или загазованных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи. Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

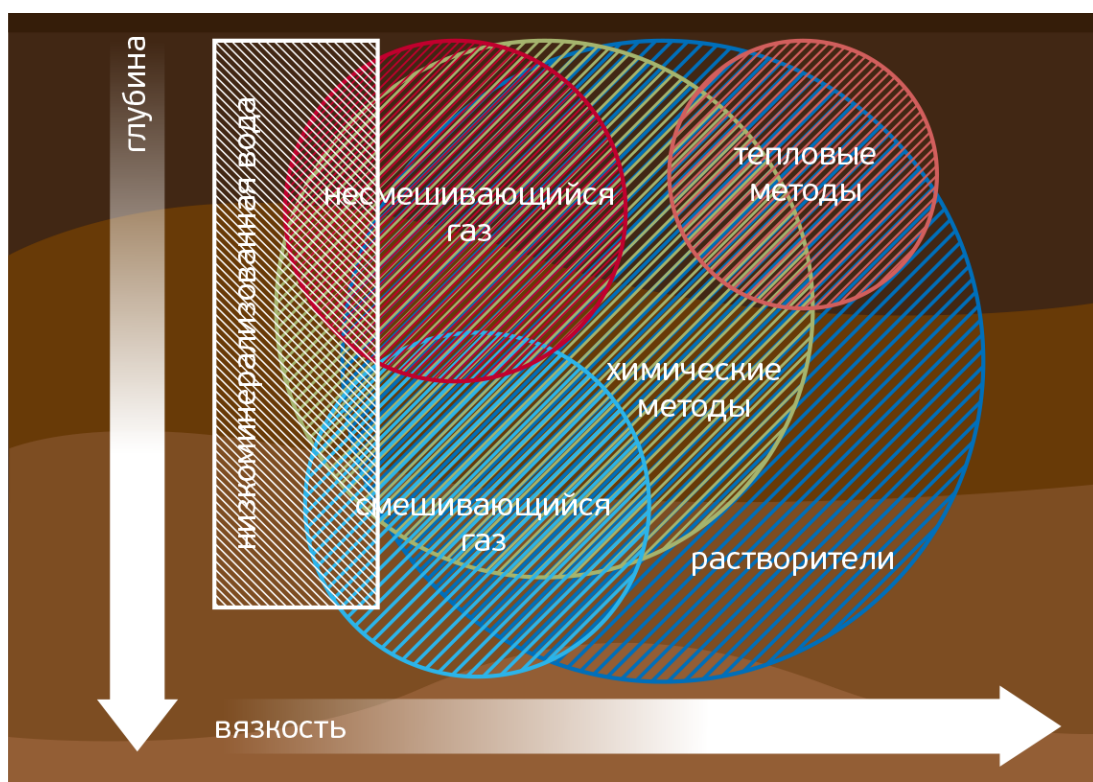


Рисунок 2.1 – Пределы применимости различных методов увеличения нефтеотдачи

Первые МУН стали появляться еще в 60-е годы прошлого века. Большинство этих технологий можно разделить на три категории: тепловые, химические и газовые. К тепловым методам относится введение в пласт пара,

тепловая энергия которого уменьшает вязкость нефти и облегчает ее передвижение к добывающей скважине. В случае газовых методов в пласт закачивается газ (природный, азот или CO_2), который помогает вытеснить нефть. Химические МУН предусматривают закачку в пласт водного раствора химреагентов (рис.2.1). Наиболее распространенное — полимерное заводнение, при котором используется раствор полимеров с высокой молекулярной массой. Эффективность применения разных методов зависит от особенностей каждого конкретного месторождения.

2.2 Классификация методов повышения нефтеотдачи пластов

В настоящее время по типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом (рис 2.2).



Рисунок 2.2 – Классификация методов повышения нефтеотдачи пластов

Тепловые мун

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне.

Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

Паротепловое воздействие на пласт. Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей.

Внутрипластовое горение. Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением большого количества теплоты. Он отличается от горения на поверхности. Генерирование теплоты непосредственно в пласте – основное преимущество данного метода.

Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха. Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций.

Пароциклические обработки скважин. Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация,

перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин.

Газовые МУН

Закачка воздуха в пласт. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов).

К преимуществам метода можно отнести:

- использование недорогого агента – воздуха;
- использование природной энергетики пласта – повышенной пластовой температуры (свыше 60–70°C) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента.

Быстрое инициирование активных внутрипластовых окислительных процессов является одним из важнейших следствий использования энергетики пласта для организации закачки воздуха на месторождениях легкой нефти. Интенсивность окислительных реакций довольно быстро возрастает с увеличением температуры.

Воздействие на пласт двуокисью углерода. Двуокись углерода растворяется в воде гораздо лучше углеводородных газов. Растворимость двуокиси углерода в воде увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры.

Увеличение объема нефти под воздействием растворяющегося в нем CO₂ наряду с изменением вязкости жидкостей (уменьшением вязкости нефти и увеличением вязкости воды) – один из основных факторов, определяющих эффективность его применения в процессах добычи нефти и извлечения ее из заводненных пластов.

Воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др. Метод основан на горении твердых порохов в жидкости без каких-либо герметичных камер или защитных оболочек. Он сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим, а именно:

а) образующиеся газы горения под давлением (до 100 МПа) вытесняют из ствола в пласт жидкость, которая расширяет естественные и создает новые трещины;

б) нагретые (180–250°C) пороховые газы, проникая в пласт, расплавляют парафин, смолы и асфальтены;

в) газообразные продукты горения состоят в основном из хлористого водорода и углекислого газа; хлористый водород при наличии воды образует слабоконцентрированный солянокислотный раствор. Углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины.

Химические МУН

Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью.

Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой.

Вытеснение нефти растворами полимеров. Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Вытеснение нефти щелочными растворами. Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

Вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы). Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефти в воде или воды в нефти не являются прозрачными, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью.

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами.

Микробиологическое воздействие – это технологии, основанные на биологических процессах, в которых используются микробные объекты. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;
- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;

- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;
- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

Гидродинамические МУН

Гидродинамические методы при заводнении позволяют интенсифицировать текущую добычу нефти, увеличивать степень извлечения нефти, а также уменьшать объемы прокачиваемой через пласты воды и снижать текущую обводненность добываемой жидкости

Интегрированные технологии. Интегрированные технологии выделяются в отдельную группу и не относятся к обычному заводнению водой с целью поддержания пластового давления. Эти методы направлены на выборочную интенсификацию добычи нефти.

Прирост добычи достигается путем организации вертикальных перетоков в слоисто-неоднородном пласте через малопроницаемые перемычки из низкопроницаемых слоев в высокопроницаемые на основе специального режима нестационарного воздействия

Барьерное заводнение на газонефтяных залежах. Эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что вследствие высокого газового фактора значительно усложняет их эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагают в зоне газонефтяного контакта. Закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

Нестационарное (циклическое) заводнение. Суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором

нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление.

Методы увеличения дебита скважин

Гидравлический разрыв пласта. При гидравлическом разрыве пласта (ГРП) происходит создание трещин в горных породах, прилегающих к скважине, за счет давления на забое скважины в результате закачки в породы вязкой жидкости. При ГРП в скважину закачивается вязкая жидкость с таким расходом, который обеспечивает создание на забое скважины давления, достаточного для образования трещин.

Трещины, образующиеся при ГРП, имеют вертикальную и горизонтальную ориентацию. Протяженность трещин достигает нескольких десятков метров, ширина – от нескольких миллиметров до сантиметров. После образования трещин в скважину закачивают смесь вязкой жидкости с твердыми частичками – для предотвращения смыкания трещин под действием горного давления. ГРП проводится в низкопроницаемых пластах, где отдельные зоны и пропластки не вовлекаются в активную разработку, что снижает нефтеотдачу объекта в целом.

Горизонтальные скважины. Технология повышения нефтеотдачи пластов методом строительства горизонтальных скважин зарекомендовала себя в связи с увеличением количества нерентабельных скважин с малодебитной или обводненной продукцией и бездействующих аварийных скважин по мере перехода к более поздним стадиям разработки месторождений, когда обводнение продукции или падение пластовых давлений на многих разрабатываемых участках (особенно в литологически неоднородных зонах нефтеносных пластов с трудноизвлекаемыми запасами) опережает выработку запасов при существующей плотности сетки скважин.

Электромагнитное воздействие. Метод основан на использовании внутренних источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля. Зона воздействия определяется

способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжения и частоты электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта.

Волновое воздействие на пласт. Известно множество способов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного, термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону. Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта, слабо реагирующие на воздействие системы ППД, путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта.

При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях, при соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров.

Все вышеперечисленные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов.

2.3 Критерии применения методов повышения нефтеотдачи

Для каждого метода существуют свои критерии применимости, которые обусловлены особенностями реализуемого процесса разработки. Однако есть общие для всех методов критерии, которые определяют эффективность и целесообразность применения методов повышения нефтеотдачи. К таким критериям, например, относятся:

- трещиноватость коллектора, которая приводит к опережающему прорыву закачиваемых дорогостоящих агентов в добывающие скважины и снижает охват и нефтеотдачу пласта;

- высокая водонасыщенность нефтяного пласта (более 65-70%) исключает эффективное применение большинства методов по экономическим причинам, так как затраты на подготовку и закачку вытесняющих агентов не

компенсируются дополнительно добытой нефтью. Поэтому необходимы тщательные исследования по определению распределения нефтенасыщенности по площади и разрезу залежи, что позволит выбрать участки с достаточно высокой нефтенасыщенностью, позволяющей рентабельно применять тот или иной метод нефтеотдачи;

- высокая вязкость нефти (более 50 мПа · с) исключает эффективное применение большинства методов, применяемых при заводнении. Если вязкость нефти не превышает 150-200 мПа · с, то возможно применение методов полимерного заводнения. При вязкости нефти более 200 мПа · с целесообразно с точки зрения достижения достаточно высокой нефтеотдачи применение термических методов или их комбинации с другими методами повышения нефтеотдачи;

- высокая глинистость коллектора (содержание глин – более 10%) снижает эффективность применения физико-химических методов из-за большой адсорбции химических продуктов и обеднения закачиваемых растворов химреагентами. Применение тепловых методов в глинистых пластах приводит к разбуханию глин и снижению проницаемости пласта;

- большая жёсткость пластовых вод, а особенно вод, используемых для приготовления растворов закачиваемых реагентов, резко снижает эффективность применения почти всех физико-химических методов. Особенно отрицательно на эффективность влияет большое содержание в воде солей кальция и магния вследствие образования осадков, адсорбции химреагентов и снижения вытесняющей способности растворов.

Существуют также дополнительные критерии, ограничивающие применение отдельных методов.

Закачка углекислого газа. Применение метода целесообразно при вязкости нефти не более 10-15 мПа · с, так как при более высокой вязкости ухудшаются условия смесимости углекислого газа с нефтью. Также для обеспечения хорошей смесимости углекислого газа с нефтью пластовое давление должно быть более 8-9 МПа. При большой толщине пласта (более 25

м) эффективность метода также снижается из-за гравитационного разделения нефти и газа и снижения охвата пласта вытеснением.

Полимерное заводнение. Температура пласта должна быть не более 80-90°C, так как при большей температуре полимер разрушается. При проницаемости пласта менее 0,2 мкм² процесс трудно реализуем, так как размеры молекул оказываются больше размеров пор и происходит либо кольматация призабойной зоны, либо механическое разрушение молекул.

В условиях повышенной солёности воды и большого содержания солей кальция и магния водные растворы полиакриламида становятся неустойчивыми и их структура нарушается. Полимеры биологического происхождения в таких условиях сохраняют свою стабильность.

Щелочное заводнение. Эффективность метода зависит в основном от состава нефти. Метод не применим, если пластовая нефть обладает малым индексом кислотности (отношение содержания гидроокиси калия к массе нефти) – менее 0,5 мг/г. В отличие от других физико-химических методов щелочные растворы могут применяться при температурах до 200°C, а также в карбонатных коллекторах. Все приведённые критерии применимости методов могут использоваться лишь для первичного отбора пригодных методов. Иногда геолого-физическая характеристика конкретной залежи может соответствовать критериям применимости двух или трёх методов. В этом случае выбор наилучшего метода должен основываться на детальных технико-экономических расчётах с учётом наличия материально-технических средств и капитальных вложений. В некоторых случаях может оказаться, что, из-за очень сложных геологофизических условий (например, повышенной трещиноватости, наличия газовых шапок и т. д.), известные методы повышения нефтеотдачи могут оказаться непригодными. В этом случае необходим поиск новых методов, в большей степени, чем известные, соответствующих особенностям геолого-физической характеристике конкретного месторождения.

Тепловые методы. Критерии применимости тепловых методов делятся на три группы:

- геолого-физические (строение и свойства коллектора, свойства пластовых флюидов и др.);
- технологические (сетка скважин, система и параметры воздействия, система контроля и регулирования процесса и др.);
- технические (наличие соответствующего оборудования, источников воды и энергии, состояние фонда скважин).

Особое значение имеет первая группа критериев, которые не поддаются регулированию и являются определяющими при выборе системы разработки и метода воздействия. Поэтому при проектировании тепловых методов особое внимание необходимо уделять объёму и качеству информации о геологическом строении и геолого-физической характеристике пластовых систем. В большинстве случаев главной причиной неэффективного применения тепловых методов на залежах высоковязкой нефти является недостаточный учёт основных особенностей геолого-физической характеристики объекта.

Чем ниже пористость, тем меньше содержание нефти в 1 м³ породы и тем больше тепла расходуется на добычу 1 т нефти. Считается, что пористость должна быть не менее 10%.

Проницаемость определяет темп ввода тепла в пласт. Чем выше темп ввода тепла, тем меньше доля тепло потерь по стволу нагнетательных скважин и в окружающие породы. Считается, что проницаемость должна быть не меньше 100 мД. Толщина пласта должна быть не менее 6 м и не более 30 м. При толщине пласта меньше 6 м становится недопустимо большой доля тепло потерь в окружающие породы. При увеличении расстояний между скважинами более 200-250 м не удаётся добиться высокого охвата пласта процессом теплового воздействия. С увеличением глубины пласта стоимость бурения скважин возрастает и применение достаточно плотных сеток скважин зачастую становится нерентабельным. Анализируя технические критерии применимости термических методов, в первую очередь следует обратить внимание на наличие специального оборудования (парогенераторов, компрессоров, скважинного и насосного оборудования и др.), которое может обеспечить необходимые

параметры закачки рабочих агентов и отбор необходимых объёмов продукции из добывающих скважин. При этом необходимо учитывать, что добываемая продукция может содержать большое количество песка (при разработке терригенных коллекторов) и различные агрессивные газы, образующиеся при термическом воздействии на нефть. При применении тепловых методов на месторождениях, которые ранее разрабатывались по традиционной технологии, особое внимание необходимо обратить на техническое состояние ранее пробуренных скважин, чтобы оценить возможность использования их при переводе залежи в тепловое воздействие. Для определения пригодности пробуренных скважин для закачки пара или воздуха необходимо в обязательном порядке проводить весь комплекс геофизических исследований по оценке технического состояния скважин. Фактором, препятствующим применению паротеплового метода на ряде месторождений, является отсутствие источников пресной воды для питания парогенераторов. В последнее время для очистки попутно добываемой воды и подготовки её для питания парогенераторов используются установки, основанные на использовании мембранных технологий. Использование таких установок позволяет попутно решить важную проблему, связанную с утилизацией попутно добываемой воды.

3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

На сегодняшний день в Монголии существует тенденция к ухудшению условий разработки нефтяных месторождений, связанная с истощением пластов с легкоизвлекаемыми запасами нефти. Это приводит к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов нефти, поэтому приходится разрабатывать месторождения с низкопроницаемыми коллекторами и нефтями повышенной вязкости. В этих условиях традиционное заводнение зачастую является неэффективным. В связи с этим возрастает интерес к технологиям, повышающим эффективность разработки месторождений. Основном на месторождении Дзун – Баин используется метод гидроразрыв пласта и водогазового воздействия.

3.1 Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти.

Анализ, выполненных на месторождении ГРП, указывает на высокую эффективность для месторождения данного вида интенсификации добычи, несмотря на существенные темпы падения дебита после ГРП (рис.3.1).

Суть данного метода заключается в образовании новых трещин под действием высокого давления. Закачивая жидкость в продуктивный пласт, мы раскрываем естественные или искусственные трещины и увеличиваем площадь фильтрации жидкости, тем самым увеличиваем дебет.

Цели гидравлического разрыва пласта :

- Увеличить добычу путем раскрытия новых трещин.
- Создать лучшую гидродинамическую связь флюида между пластом и скважиной.

При проведении ГРП должны быть достигнуты следующие цели:

- Образование новой трещины вследствие закачки специальной жидкости ГРП.
- Исключить возможность закрытия трещины путем закачки в них проппанта определенного диаметра.
- Восстановление фильтрационных характеристик путем удаления жидкости гидроразрыва из новых трещин.
- Увеличение нефтеотдачи коллектора.

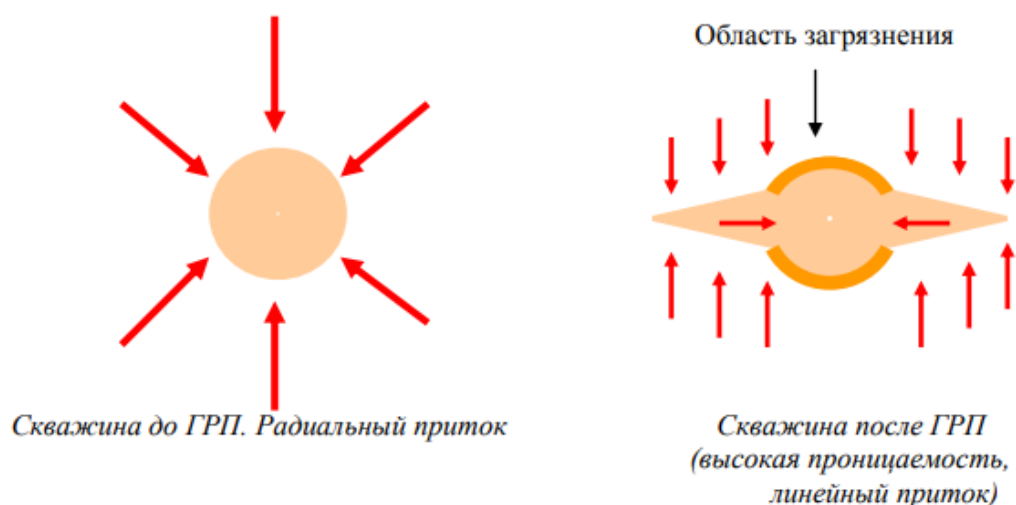


Рисунок 3.1 приток к скважинам до и после проведение ГРП

Виды ГРП :

- Однократный – гидроразрыв пласта проводится в одно время на всех пластах.
- Направленный – гидроразрыв пласта на некоторых отдельных пропластках.
- Многократный – постепенный гидроразрыв пласта на некоторых отдельных пропластках.

3.1.1 Техника ГРП

Эта методика уже около 50 лет применяется во всем мире с целью увеличения продуктивности скважин. Жидкость закачивается в скважину под таким давлением и с таким расходом, которые достаточны для того, чтобы разорвать породу и создать по обе стороны ствола две направленные в противоположные стороны трещины протяженностью до 305

м или более. Для удержания трещины в раскрытом состоянии при прекращении закачки и снижении давления она набивается переносимыми рабочей жидкостью частицами песка или керамики (называемыми проппантом). Трещина создается в результате последовательной закачки жидкостной и проппантной стадий.

Первая стадия, или «буфер», образует трещину и обеспечивает ее развитие, но она не содержит проппанта. Последующие стадии включают проппант в возрастающих концентрациях для удлинения трещины и ее адекватной набивки

3.1.2 Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта

На Монгольской части Дзун – Баинского XIV месторождения гидроразрыв осуществляется сервисными компаниями SOCO . В период с января 2005г. по май 2016г. проведено 165 операций по гидравлическому разрыву пласта. Из них в 2005 году было проведено 9, в 2006 году — 12, в 2007 году – 10, в 2008 году — 19 операций, в 2009 году – 7, в 2010 году – 29 операций, в 2011 году – 20 операций, в 2012 году 17 операций, в 2013 году – 11 операций, в 2014 году – 8, в 2015 году – 13 операций, в 2016 году – 10 операций (рисунок 3.2)

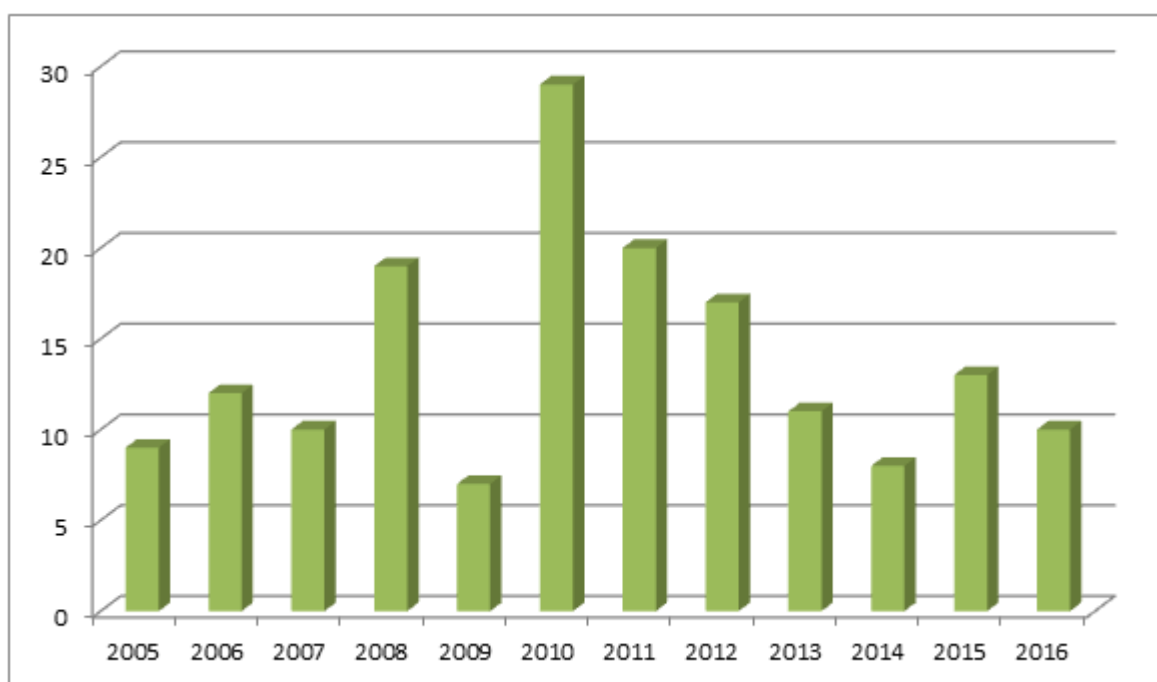


Рисунок 3.2 Динамика проведение ГРП на Дзун – Баинском XIV месторождение

Максимальный дебит по нефти после ГРП получен в 2010 году в скв.ТЕ14-2 – 291.2 т/сут (при обводненности 28.5%), наименьший получен в скв.ТЕ14-3 – 7.3 т/сут (при обводненности 65.8%). Наибольший дебит по нефти при низкой обводненности в скважине ТЕ14-2 объясняется тем, что скважина расположена в чистонефтяной зоне с максимальными нефтенасыщенными толщами. Наименьший дебит по нефти при высокой обводненности в скважине ТЕ14-3 объясняется тем, что скважина расположена в водонефтяной зоне, где операция ГРП привела к преждевременной обводненности скважины.

Средний дебит по нефти после проведения операций ГРП на добывающих скважинах в 2005 году составил 129.2 т/сут, в 2006 году – 98.8 т/сут, в 2007 году – 127.1 т/сут, в 2008 году – 124.5 т/сут., в 2009 году – 117.8 т/сут, в 2010 году – 75.9 т/сут, в 2011 году – 81.3 т/сут, в 2012 году – 76.5 т/сут, в 2013 году – 32.1 т/сут, в 2014 году – 65,1 т/сут, в 2015 году – 87.2 т/сут, в 2016 году – 112.1 т/сут. Обводненность скважин после проведения операций ГРП увеличилась. Средняя обводненность по месторождению достигла на конец 2010 г. 80.2%.

Дополнительная годовая добыча нефти за счет ГРП в 2005 году составила 102.7 тыс. т, в 2006 году – 121.8 тыс.т., в 2007 году – 185 тыс.т, в 2008 году – 654.7 тыс.т, в 2009 году – 777.1 тыс.т., в 2010 году- 389.1 тыс.т. в 2011 году – 299.6 тыс.т., в 2012 году – 912,2 тыс.т, в 2013 году – 1215.6 тыс.т, в 2014 году – 535.8 тыс.т, в 2015 году – 311.2 тыс.т, в 2016 году – 497.3 тыс.т (рис.3.3). Дополнительная накопленная добыча нефти за счет ГРП в 2005 году составила 102.9 тыс.т., в 2006 году – 189.5 тыс. т, в 2007 году – 333.9 тыс. т, в 2008 году – 998.7 тыс. т, в 2009 году – 1175.8 тыс. т., в 2010 году-1428 тыс.т. в 2011 году- 1827,6 тыс.т., в 2012 году – 2139,2 тыс.т, в 2013 году – 2805,2 тыс.т., в 2014 году – 3025,7 тыс.т, 2015 году – 3275,2 тыс.т., в 2016 году – 3825,1 тыс.т (таблица 3) Высокий вклад операций ГРП в годовую и накопленную добычу

нефти говорит о высокой эффективности этого способа повышения продуктивности добывающих скважин.

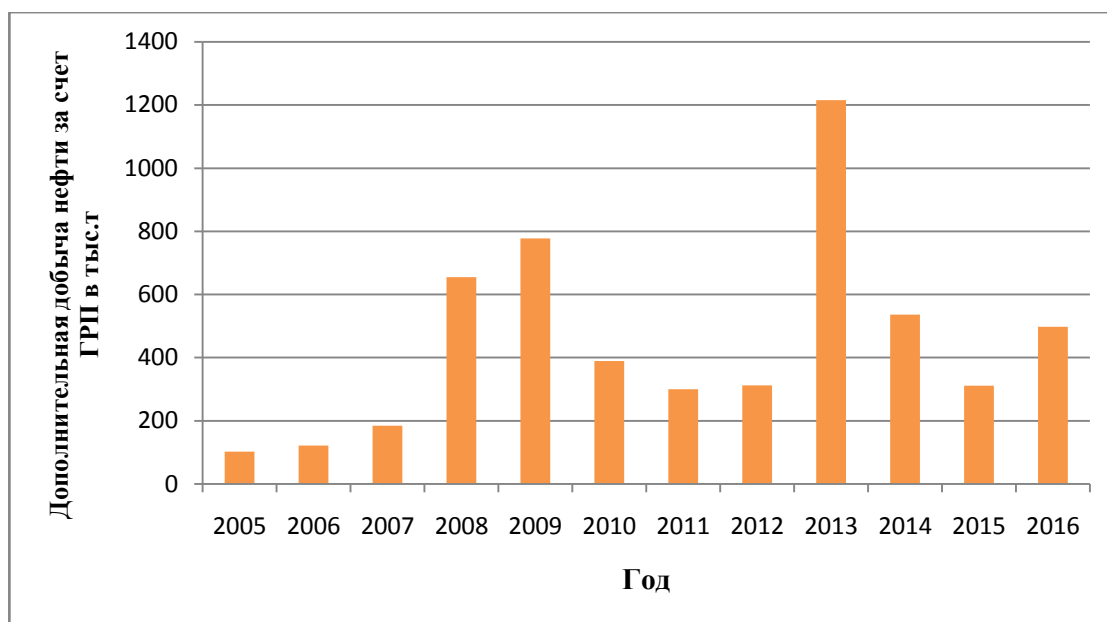


Рисунок 3.3 – Дополнительная годовая добыча нефти

Таблица 3 – Эффективность применения ГРП на Дзун – Баинском месторождении

Показатели	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Число проведенных ГРП	9	12	10	19	7	29	20	17	11	8	13	10
Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, в тыс. т	102.7	121.8	185	654.7	777.1	389.1	299.6	912.2	1215.6	535.8	311.2	497.3
Накопленная добыча нефти за счет ГРП, в тыс. т	102.9	189.5	333.9	998.7	1175.8	1428	1827.6	2139.2	2805.2	3025.7	3275.2	3825.1

Анализ эффективности по Восточной гоби показывает увеличения дебитов по нефти после ГРП в 1,8 раз, что подтверждает высокую эффективность этого способа повышения продуктивности добывающих скважин. Эффективность этого метода видна на графике, где представлен сравнительный анализ среднесуточных дебитов до и после проведения ГРП на примере 9 скважин (рис.3.4).

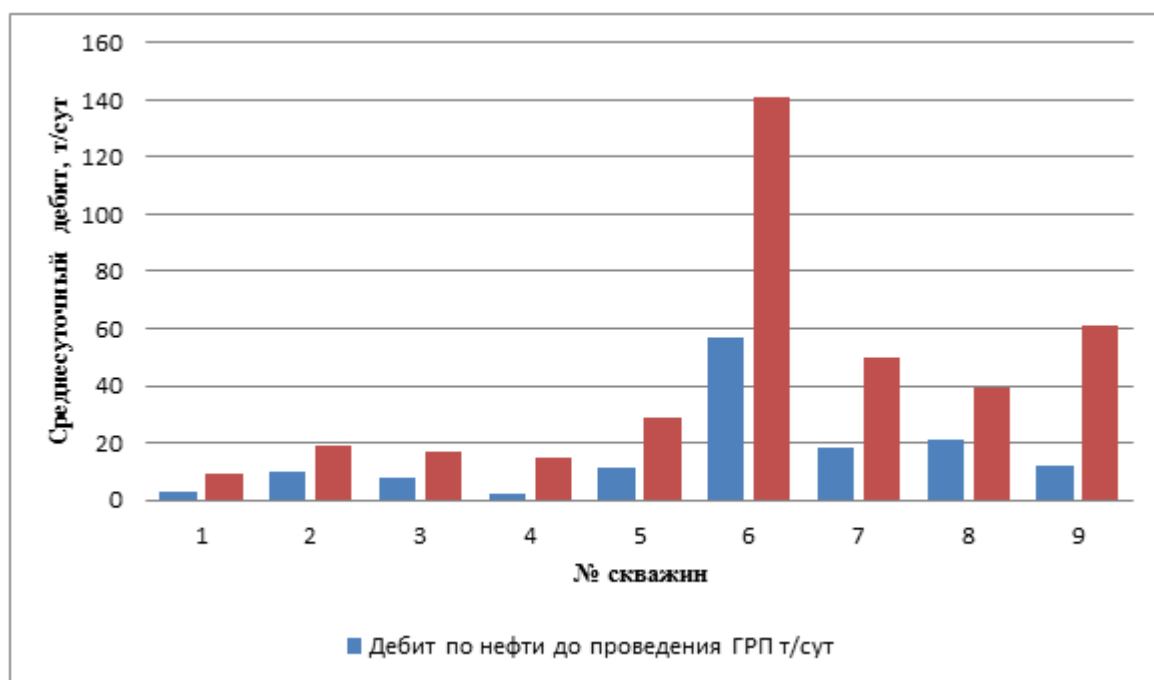


Рисунок 3.4. – Анализ эффективности дебитов нефти после проведения ГРП

Эффективность широкомасштабного внедрения ГРП возможна лишь при правильном научно обоснованном подходе, увязки ГРП с системой разработки (плотностью сетки скважин, балансом отбора и закачки, режимами работы добывающих и нагнетательных скважин и другими немаловажными параметрами), а также с использованием физикохимических методов регулирования ГРП (выравниванием профилей приемистости и притока скважин, ограничением притока воды и др.).

3.2 Водогазовые методы воздействия на продуктивный пласт

Реализация технологии основана на закачке водного раствора с диспергированным в нем попутным газом. Наличие дешевых и не утилизируемых ресурсов углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) позволит решить вопрос создания и применения газовых и водогазовых методов воздействия на нефтяные пласты для увеличения их нефтеотдачи. При использовании ВГВ происходят выравнивание профиля приемистости при скважинной части пласта вблизи нагнетательной скважины, увеличение коэффициента вытеснения нефти, а также наблюдается значительный прирост коэффициента охвата пласта. Последний увеличивается

за счет как уменьшения разницы между подвижностями вытесняемого и вытесняющего флюидов (коэффициент охвата воздействием по площади пласта), так и процессов сегрегации воды и газа в пласте (коэффициент охвата пласта воздействием по мощности).

Во всем мире наблюдается устойчивый рост промышленного применения водогазовых технологий [11].. К настоящему времени технологии водогазового воздействия были применены более чем на 70 месторождениях мира, расположенных как на суше, так и на море. Лишь в единичных случаях промышленного применения ВГВ не удалось получить значительного прироста нефтеотдачи.

Повышенное внимание к реализации водогазового воздействия связано с большими масштабами освоения запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, в которых при традиционном заводнении значение проектного конечного коэффициента нефтеизвлечения обычно не превышает 0,3. Это связано с низким коэффициентом вытеснения нефти водой.

Водогазовое воздействие чаще всего рассматривается как один из газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН), классификация газовых методов представлена на рисунке 3.5 [17].



Рисунок 3.5 – Классификация газовых методов

Водогазовое воздействие или так называемый ВГВ – это метод основанный на воздействия на продуктивный пласт, в пласт закачивается водогазовая смесь за счет которой происходит поддержание, а также восстановление пластового давления, смесь закачивается в разных сочетаниях и модификациях.

3.2.1 Механизм процесса

В отличие от воды, которая в заводненной зоне гидрофильного пласта под действием капиллярных сил занимает мелкие поры и сужения, газ, закачанный в пласт, как несмачивающая фаза в газозаводненной зоне, наоборот, занимает крупные поры, а под действием гравитационных сил – верхние части пласта. Эти особенности воды и газа привели к выводу о целесообразности совмещения достоинств воды и газа, с целью уменьшения их недостатков, применением их периодического, циклического нагнетания. Оптимальное соотношение объемов нагнетания воды и газа при таком воздействии должно быть пропорционально отношению объемов мелких пор (ниже среднего размера) и крупных пор (выше среднего размера) в коллекторе. Тогда можно рассчитывать на достижение максимального эффекта от совместного нагнетания воды и газа, т. е. от применения водогазовых смесей. При этом условии эффект от совместного чередующегося нагнетания воды и газа в пласты, т. е. вытеснения водогазовой смесью, будет обуславливаться тем, что фазовая проницаемость для смачивающей фазы зависит только от водонасыщенности, а наличие в пласте свободного газа увеличивает вытеснение нефти на величину предельной газонасыщенности (10 – 15 %), при которой газ неподвижен.

3.2.2 Анализ технологий водогазового воздействия на продуктивные пласты

Современная классификация технологий водогазового воздействия, которая поддерживается большинством специалистов [18], отражена на рисунке 3.6. Более распространенное направление ВГВ - это попеременная

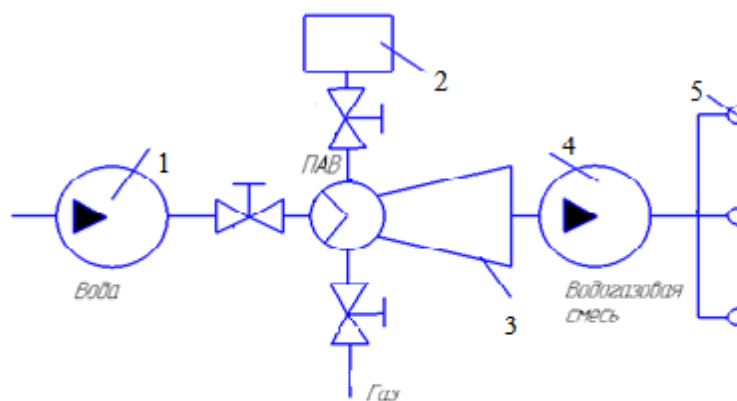
закачка воды и газа в пласт, известная в мире как технология ВГВ. Размер оторочек воды и газа может варьироваться от 1 до 40 % от нефтенасыщенного объема пласта.



Рисунок 3.6 – Классификация технологий водогазового воздействия на пласт

Водогазовое воздействие на продуктивные пласты с целью повышения нефтеотдачи в последнее время приобретает все больший интерес. Это связано с тем что данная технология сочетает в себе технологию заводнения и метод закачки углеводородного газа в пласт (рис.3.7).

Метод водогазового воздействия предусматривает закачку в пласт в различных сочетаниях воды и газа. Газ может применяться как углеводородный, так и неуглеводородный [18].



1,4 – Электроцентробежные насосы; 2 – ёмкость с поверхностно-активными веществами; 3 – эжектор; 5 – нагнетательные скважины.

Рисунок 3.7 – Принципиальная схема технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты

Применение водогазового воздействия на пласт при совместных или последовательных закачках углеводородного, углекислого и разных других газов для того чтобы повысить нефтеотдачу, эффективен далеко не на всех месторождениях. Существуют критерии которым должны удовлетворять нефтяные залежи, представляющие совокупность геолого-физических, экономических условий, технологических, по которым определяют пригодна или нет данная залежь нефти для данной технологии: технологичность, техническую реализуемость и экономическую целесообразность промышленного использования такой технологии [19].

Условия для успешного применения технологии водогазового воздействия:

- высокие термобарические условия в продуктивных отложениях;
- низкие фильтрационные свойства коллекторов;
- низкая вязкость нефти;
- давление насыщения нефти газом, равное или близкое к начальному пластовому.

Технологии водогазового воздействия:

- смешивающееся вытеснение;
- несмешивающееся вытеснение;

- попеременная закачка оторочек воды и газа;
- сочетание водогазового воздействия с пенообразующими полимерами.

Технологии по месту образования водогазовой смеси можно разбить на три группы:

- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси на устье скважины;
- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси в стволе скважины;
- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси в пласте.

Попеременную закачку воды и газа представляют *компрессорная* и *бескомпрессорная* технологии водогазового воздействия. При компрессорной технологии газ нагнетается в скважину с помощью компрессорной станции (от 2-3 до 10 компрессоров высокого давления) в течение некоторого времени (обычно 2-3 мес), затем в скважину нагнетается вода посредством насосной станции. Это самый применяемый способ, но он имеет наибольшее количество недостатков и в первую очередь экономического плана. Высокую стоимость имеет газопровод высокого давления (при закачке газа отсутствует гидростатический 26 напор закачиваемого флюида в скважине) для закачки газа 35-40 МПа и выше. Следует отметить повышенную опасность в эксплуатации газопровода высокого давления. Кроме того, компрессорная станция как сложная техническая система часто нуждается в ремонте отдельных элементов, прерывая этим постоянство цикла закачки газа. Компрессоры высокого давления имеют ограничения по составу перекачиваемого газа (содержание жидких фракций, а это при высоких давлениях C_3 и выше, не более 5 %) и позволяют перекачивать только сухой газ, что негативно влияет на нефтеотдачу пластов. Известна также бескомпрессорная технология с использованием газа из газовых пластов. Ограничения в ее применении следующие: во первых, не всем месторождениям сопутствуют высоконапорные газовые пласты, во

вторых, часто давления на устье газовых скважин (8,0-12,0 МПа) недостаточно для закачки газа в нагнетательные скважины. Газ приходится «дожимать» с помощью каких-либо устройств. Нужно еще отметить, что часто при воздействии на пласт оторочками воды и газа падает относительная проницаемость при скважинной зоны пласта по воде (более чем в 10 раз). Это происходит из-за чрезмерного насыщения пласта вблизи нагнетательной скважины газом.

Совместная закачка воды и газа представлена технологиями с использованием различных бустерных плунжерных насосов и струйных аппаратов (СА). Одной из перспективных технологий закачки водогазовых смесей является технология, использующая *бустерные (дожимные)* насосы плунжерного типа.

Плунжерные бустерные установки нуждаются в большом давлении газа на приеме (давление порядка 10,0 МПа), так как степень сжатия насосом ВГС не больше 4. Следовательно, в отсутствие высоконапорных источников газа невозможно уйти от использования компрессора. Кроме того, в связи со сжимаемостью газа значительно уменьшается коэффициент заполнения рабочей камеры, а следовательно, снижается производительность установки по ВГС. Для увеличения производительности установка должна иметь значительные размеры. При высоких давлениях нагнетания межремонтный период бустерных установок значительно сокращается.

Известны *эжекторные технологии* совместной закачки воды и газа (с применением струйных аппаратов, расположенных на поверхности или над забоем скважины). К сожалению, создавая достаточно однородную водогазовую смесь, эти технологии могут применяться лишь в ограниченном количестве случаев. Это связано в первую очередь с невозможностью создания струйным аппаратом высоких давлений нагнетания ВГС. При расположении СА на забое скважины невозможно регулировать его работу без подъема устройства на поверхность. Положительной особенностью всех технологий совместной закачки водогазовой смеси, нагнетающих воду и газ в виде

водогазовой смеси, является то, что проницаемость пласта рядом с нагнетательной скважиной не изменяется.

3.2.3 Насосно – эжекторные системы в составе систем повышения нефтеотдачи

Насосно-эжекторная технология использует только промышленно выпускаемое оборудование, не имеющее дорогостоящих или ненадежных элементов. В частности, струйные аппараты (эжекторные устройства) характеризуются простотой конструкции, низкими капитальными вложениями на их изготовление. В устройстве СА отсутствуют какие-либо движущиеся детали, что положительно влияет на общую надежность системы. Эта технология может применяться как на отдельных скважинах, кустах скважин, так и целых месторождениях. Центробежные насосы используются практически на всех месторождениях нашей страны, их межремонтный период достаточно высок, персонал умеет с ними обращаться. Немаловажным замечанием является то, что при этой технологии нет ограничений по составу закачиваемого газа и поэтому можно закачивать сухой газ, обогащенный, жирный вплоть до широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), что очень важно для увеличения нефтеотдачи.

3.2.4 Оценка эффективности водогазового воздействия на нефтенасыщенный пласт на примере Дзун – Баинского месторождение

Исследования однозначно показали высокую эффективность процесса ВГВ при заданных термобарических условиях для используемых средств массовой информации, а также породы, образующей модель коллектора, в качестве третичного метода добычи нефти на месторождение Дзун – Баин XIV (1-9). Общее извлечение нефти (включая заводнения) было найдено в диапазоне $82 \div 97\%$ (рис. 3.8). Наибольшее значение коэффициента восстановления было получено в скважине № 7 (96,9%), а самое низкое в скважине № 5 (82,4%), что положительно коррелирует с количеством вводимого газа. Что касается базового теста, который позволил получить коэффициент восстановления около 55%, использование процесса ВГВ привело к значительному увеличению коэффициента извлечения $28 \div 42\%$ (рис.3.8). На рисунке 3.9 показано сравнение коэффициентов восстановления (в отношении нефти, оставшейся в модели пласта после заводнения – кривая удержания ВГВ) и их кривых между

различными вариантами процесса ВГВ. Конечная добыча нефти (в конце заводнения) находится на очень близком уровне (кривая удержания в диапазоне $92,9 \div 96,9\%$, кривая удержания ВГВ в диапазоне $86,7 \div 94,2\%$), за исключением пятого испытания (1: 1 ПГ , 0,2 PV), где был получен значительно более низкий коэффициент восстановления (кривая удержания - $82,4\%$, кривая удержания ВГВ - $66,2\%$)

Таблица 4 – Краткое описание основных параметров процесса ВГВ для проведенных экспериментов

Номер скв.	Номер основного набора	Соотношение воды и газа	Размер пробки PV	Схема впрыска
1	3	1:0	-	Заводнение
2	3	1:1	0.1	ВГВ
3	2	1:1	0.2	ВГВ
4	1	1:1	0.4	ВГВ
5	2	1:1	0.2	ПГ
6	1	2:1	0.2	ВГВ
7	2	1:2	0.2	ПГ

Таблица 5 – Результат исследование

Номер Скв.	Общее количество вводимых жидкостей [PV]	Количество CO_2 [PV]	кривая удержания, %	кривая удержания ВГВ, %	Количество воды, впрыскиваемой до прорыва [PV]	Кривая удержания до прорыва воды, %	Объемный резервуар на тысячу кубических футов	<u>Sw</u> , %
1	1.98	0.00	54.7		0.38	43.8	-	36.6
2	1.95	0.80	96.3	3.0	0.35	47.1	4.71	36.5
3	2.04	0.80	94.2	8.1	0.44	51.5	5.30	33.7
4	1.91	0.80	96.6	3.6	0.31	46.5	5.43	44.9
5	1.92	0.55	82.4	6.2	0.32	48.0	4.60	36.7
6	1.88	0.60	92.9	6.7	0.28	46.9	4.26	44.5
7	1.93	0.90	96.9	4.2	0.33	47.6	5.52	40.2

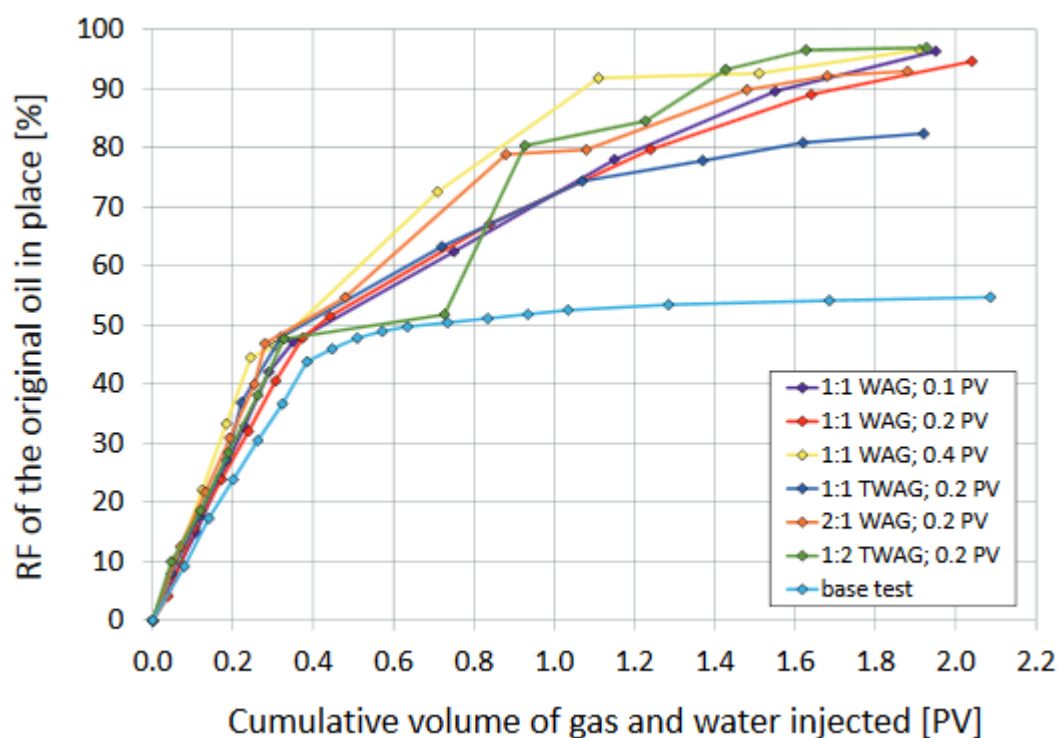


Рисунок 3.8 – Краткий обзор результатов флюидов показал, что в качестве конечных кривых удержания (процесс заводнения + ВГВ)

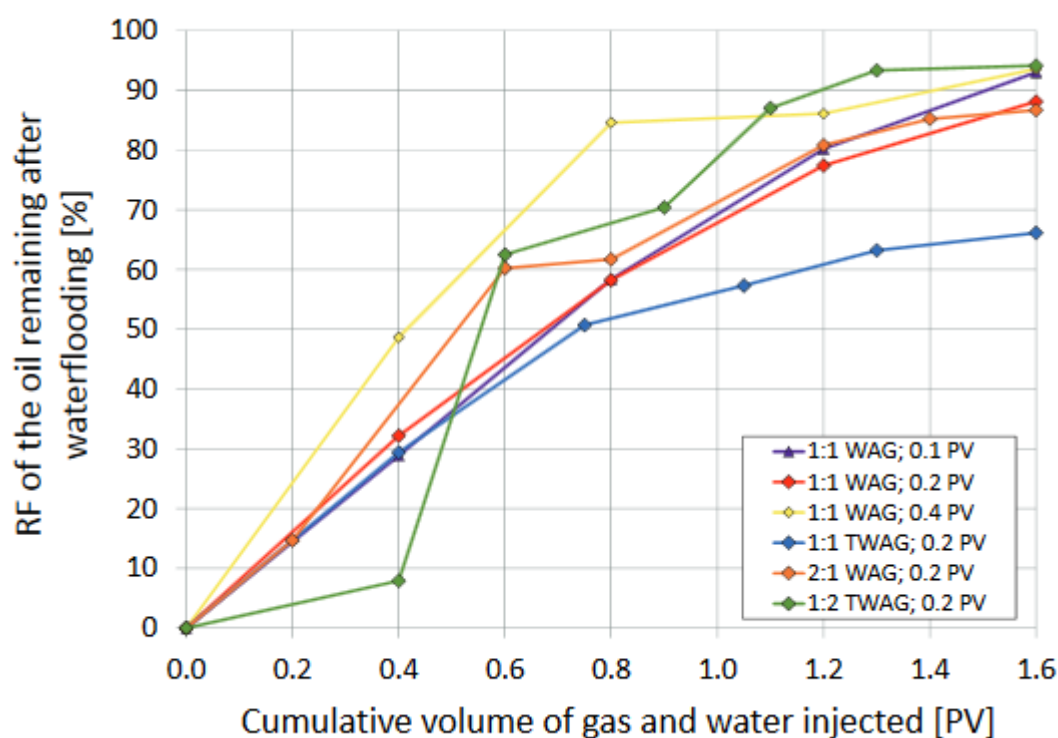


Рисунок 3.9 – Сравнение кривых коэффициента восстановления нефти, оставшегося после заводнения ВГВ

В группе из 3 скважин, которые отличаются размером слизи, с одинаковым соотношением водагаз и схема впрыска (скв. № 2,3 и 4), существенной разницы в общем коэффициенте восстановления не наблюдается. Различия очевидны в процессе смещения, где 0,4 PV с самого начала значительно эффективнее, а на полпути через ВГВ процесс (после введения 0,8 PV – жидкостей) достигает 85% кривая удержания (рис.3.8). В двух других показаниях почти одинаковые кривые коэффициента восстановления, а в середине процесса ВГВ они получают около 58% кривую удержания. Скважина №6 (2:1 ВГВ, 0,2 PV) был исключительно хорошим и несмотря на значительно меньшее (на 25%) количество инжестированного газа по сравнению с вариантом из третьего теста (1:1 ВГВ, 0,2 PV), он достигается очень похожий коэффициент восстановления (рис. 3.8 – 3.9). С другой стороны, пятый тест (1:1 ПГ, 0,2 PV) с немного меньшим количеством вводимого газа (около 8%) по сравнению с шестым испытанием показал значительно худшую эффективность (рис. 3.8 – 3.9). Исходя из вышеизложенных соображений, следует отметить, что

к количеству вводимого газа, очень важным фактором, влияющим на эффективность процессов ВГВ, является схема впрыска. В этом конкретном случае было более эффективным применять повышенное соотношение водагаз, чем постепенно уменьшать количество газа на последующих стадиях.

Достоинство

- Повышает нефтеотдачу пласта за счет достижения в присутствии:
 - Газа – более высокого коэффициента вытеснения;
 - Воды – более высокого коэффициента охвата;
- Ограничивает темпы прорыва воды в добывающие скважины;
- Возможно применение технологии:
 - В составе действующей системы ППД;
 - Как на отдельных скважинах, так и на месторождении в целом;
- Рациональное решение проблемы утилизации попутного газа помыслах;

- повысить степень использования попутно добываемого нефтяного газа;

- реализовать закачку водогазовых систем при «обычных» давлениях нагнетания, как при заводнении;

- повысить рентабельности добычи не менее чем на 10%.

Недостатки

- Требования к наличию источников газа в требуемых объемах;

- Необходимость использования газа повышенного давления;

- Усложнение конструкции скважины в связи с повышенными требованиями к герметичности эксплуатационной колонны и НКТ возможной необходимости применения пакера;

- Сравнительно высокие единовременные капитальные вложения по созданию системы газоснабжения в оптимальных объемах;

Однако специфические свойства газовых агентов и достигаемые вследствие них преимущества, обуславливают одновременно технические и технологические сложности и ограничения при внедрении процесса водогазового заводнения. К главным из них относятся:

- наличие экономически оправданных источников газоснабжения с требуемым составом и свойствами газовых агентов;

- необходимость использования в технологической линии специального насосного оборудования высокого давления и компрессоров, а также специального вспомогательного оборудования;

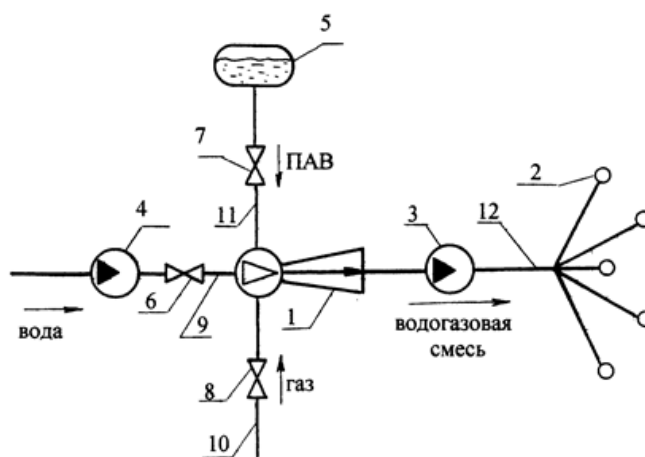
- строгий контроль и регулирование режима и условий подачи на прием насосного оборудования перекачиваемых флюидов и снятие параметров на выходе из насосов;

- повышенная химическая и коррозионная активность перекачиваемой газожидкостной смеси и предъявляемые в связи с этим регламентирующие требования по подбору и исполнению насосного оборудования, трубопроводов, вспомогательного оборудования, а также поддержанию оптимальных параметров состояния перекачиваемых агентов;

➤ повышенная проникающая способность и токсичность газовых агентов, находящихся под высоким давлением, и связанные с этим жесткие требования к оборудованию, трубопроводам, конструкциям добывающих и нагнетательных скважин по недопущению разгерметизации и выполнению требований охраны окружающей среды и техники безопасности в промышленности.

3.2.5 Анализ технологических схем реализации водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем

Эффективность вытеснения нефти из пласта значительно повышается, если в потоке воды присутствует свободный газ. В процессе водогазового воздействия воду подают силовым насосом 4 по линии 9 воду под давлением в рабочее сопло эжектора 1. При истечении воды через рабочее сопло с высокой скоростью создаётся разрежение в приёмной камере эжектора 1, куда подсасывается газ по линии 10. Одновременно с этим по линии 11 в приёмную камеру эжектора 1 подают пенообразующие ПАВ из ёмкости 5. В проточной части эжектора 1 происходит смешивание потоков и образование водогазовой смеси (рис.3.10).



1 – эжектор; 2 – нагнетательные скважины; 3 и 4 – насосы; 5 – емкость с ПАВ; 6,7 и 8 – регулируемые задвижки; 9 – линия нагнетания воды; 10 – газовая линия; 11 – линия подачи ПАВ; 12 – линия закачки водогазовой смеси.

Рисунок 3.10 – Схема реализации технологии насосно – эжекторного водогазового воздействия.

На выходе из эжектора 1 водогазовая смесь имеет некоторое повышенное давление, которого, однако, недостаточно для эффективной закачки водогазовой смеси с необходимым расходом в нагнетательные скважины 2. Поэтому после эжектора 1 водогазовую смесь дожимают насосом 3 и закачивают под высоким давлением по линии 12 в нагнетательные скважины 2. Содержание свободного газа в смеси на приёме насоса 3 регулируют путем изменения количества газа на приеме эжектора так, чтобы оно не превышало критического газосодержания срыва работы насоса на водогазовой смеси и путем добавки в смесь пенообразующих ПАВ.

Преимущества насосно-эжекторной технологии ВГВ:

- Водогазовое воздействие проводится без дорогостоящих и трудоёмких в обслуживании компрессорных станций высокого давления.
- При закачке водогазовой смеси насосно-эжекторной установкой требуется существенно меньшее давление нагнетания, чем при закачке газа компрессором.
- Насосно-эжекторные установки просты, компактны и надёжны.
- Достигается в несколько раз большее давление нагнетания водогазовой смеси по сравнению с известными эжекторными технологиями.
- Решается проблема утилизации попутного газа, сгорающего в факелах.
- Пенообразующие поверхностно-активные вещества способствуют как снижению влияния газа на работу подпорного насоса, так и повышению нефтеотдачи пласта.
- При фильтрации в пласте реализуется смешивающееся вытеснение.
- Предотвращаются прорывы газа в добывающие скважины.
- Технология может быть успешно реализована как на отдельных скважинах и кустах, так и на месторождении в целом.
- Существенно снижаются устьевые давления на кустах добывающих скважин.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Цогтсайхан Тэргэлэн

ИШПР	ОНД	
Уровень образования	Направление/специальность	21.01.03/ Нефтегазовое дело
	Бакалавриат	

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, экономической эффективности
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующая система налогообложения.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет экономической эффективности метода водогазового воздействия
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова.М.Р			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Цогтсайхан Тэргэлэн		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Проблема достижения нормативного уровня использования нефтяного газа 95 % особенно остро стоит перед недропользователями, работающими на небольших месторождениях, расположенных вдали от потребителей газа, в районах со слабо развитой инфраструктурой.

Целью этого раздела является определение эффективности технологии использования нефтяного газа для обратной закачки газа в пласт. из них имеет свои уникальные характеристики.

Следует учитывать следующие оценки экономической целесообразности:

- прирост потока денежной наличности за счетувличения коэффициента нефтеотдачи
- чистый дисконтированный доход
- индекс доходности

Стоимость одного бареля нефти берем 1965тугруг, то есть тонна нефти плотностью 820 кг/м3 на экспорт стоит 406,5\$ или 16666,5 рублей, при курсе 1тугруг=41р.

Технико – экономическая оценка эффективности внедрения ВГВ на ТЕ14 месторождении Дзун – Баин выполнена на основе уже имеющего оборудования на кустовой площадке.

Необходимое дополнительное оборудование для внедрения ВГВ:

- винтовой компрессор и эжектор первой ступени
- система, способная повысить давление с 0,8 МПа до 5 МПа.
- эжектор второй ступени и подпорный насос второй ступени, развивающий давление 16,3 МПа
- дожимной насос

При обустройстве кустовой площадки будут использоваться уже установленные оборудования: нагнетательная скважина, трехфазный сепаратор как источник воды и газа. Так как до введения новой технологии скважинные арматуры были рассчитаны на нагнетание газа под давлением 23МПа, то согласно нынешним расчетам новой технологии вносить какие-либо изменение в конструкцию уже существующих скважин не надо.

Таблица 4.1 – Стоимость единицы оборудования, необходимого для осуществления водогазового воздействия.

№ п/п	Оборудование	Стоимость, тыс.тугруг за единицу
1	Эжектор первой ступени и подпорный насос;	2600000
2	Насосная станция;	1800000
3	Эжектор второй ступени и подпорный насос;	3200000
4	Всего	7600000

Таким образом стоимость закупки необходимого оборудования составляет 7600 млн.тугруг, но следует учитывать еще стоимость монтажа оборудования и амортизацию приобретенного оборудования.

Затраты на оплату труда Для внедрения новой технологии необходимо произвести монтаж нового оборудования и провести пусконаладочные работы.

Таблица 4.2 – Перечень работ.

№ п/п	Виды работ	Ед. изм.	Объем по проекту
1	Монтаж эжекторов первой, второй ступеней, подпорных насосов	Количество дней для выполнения работы	20
2	Монтаж насосной станции		8
3	Пусконаладочные работы		1

На монтаж оборудования и проведения пусконаладочных работ необходимо 20 дней. Осуществлением проекта занимаются 2 бригады посменно по 8 человек в каждой. Стоимость работы бригады за один день составляет 6000 тыс. тугруг.

Срок реализации 10 лет. Амортизация приобретенного оборудования

$$НА = 1/10 * 100\% = 0,1$$

$$A = Ц * НА_{0,1} * 11100000000 = 1110 \text{ млн.тугруг},$$

где НА – норма амортизации,

A – годовая амортизация.

Для выявления экономической эффективности можно сравнить один и тот же фонд скважин до внедрения технологии и после.

Таблица 4.3 – Добыча жидкости в год

Год	Добыча жидкости в год, тонн	
	Добыча без ВГВ	С внедрения ВГВ
2007	15780	17890
2008	16976	19045
2009	17034	19783
2010	17278	20056
2011	16547	19472

Исходя из промышленных испытаний в среднем прирост по добыче составил 17% или 207.2 тонны в месяц.

Дополнительная добыча нефти по годам:

$$\Delta Q_{2007} = 17890 - 15780 = 2110 \text{ т.}$$

$$\Delta Q_{2008} = 19045 - 16976 = 2069 \text{ т.}$$

$$\Delta Q_{2009} = 19583 - 17034 = 2549 \text{ т.}$$

$$\Delta Q_{2010} = 20056 - 17278 = 2778 \text{ т.}$$

$$\Delta Q_{2011} = 19472 - 16547 = 2925 \text{ т.}$$

Выручка от реализации при цене на рынке 806000 тугруг/т.

$$\Delta B_{2007} = \Delta Q_{2007} * Ц = 2110 * 806000 = 1700,6 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta B_{2008} = \Delta Q_{2008} * Ц = 2069 * 806000 = 1667,6 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta B_{2009} = \Delta Q_{2009} * Ц = 2549 * 806000 = 2054,5 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta B_{2010} = \Delta Q_{2010} * Ц = 2778 * 806000 = 2239,1 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta B_{2011} = \Delta Q_{2011} * Ц = 2925 * 806000 = 2357,5 \text{ млн. тугруг}$$

Эксплуатационные затраты.

Затраты на дополнительную добычу нефти в год

$$З_{доп\ 2007} = \Delta Q_{2007} * З_{пер} = 2110 * 1517,75 = 3,2 \text{ млн. тугруг}$$

$$З_{доп\ 2008} = \Delta Q_{2008} ' * З_{пер} = 2069 * 1517,75 = 3,14 \text{ млн. тугруг}$$

$$З_{доп\ 2009} = \Delta Q_{2009} ' * З_{пер} = 2549 * 1517,75 = 3,9 \text{ млн. тугруг}$$

$$З_{доп\ 2010} = \Delta Q_{2010} ' * З_{пер} = 2778 * 1517,75 = 4,2 \text{ млн. тугруг}$$

$$З_{доп\ 2011} = \Delta Q_{2011} ' * З_{пер} = 2925 * 1517,75 = 4,4 \text{ млн. тугруг}$$

Текущие затраты на проведение мероприятия.

$$\Delta Z_{тек\ 2007} = З_{ТГВ} + З_{доп\ 2007} = 20,55 + 3,2 = 23,75 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta Z_{тек\ 2008} = З_{ТГВ} + З_{доп\ 2008} = 20,55 + 3,14 = 23,69 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta Z_{тек\ 2009} = З_{ТГВ} + З_{доп\ 2009} = 20,55 + 3,9 = 24,45 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta Z_{тек\ 2010} = З_{ТГВ} + З_{доп\ 2010} = 20,55 + 4,2 = 24,75 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta Z_{тек\ 2011} = З_{ТГВ} + З_{доп\ 2011} = 20,55 + 4,4 = 24,95 \text{ млн. тугруг}$$

Прирост прибыли от проводимого мероприятия.

$$\Delta П_{2007} = \Delta В_{2007} - \Delta Z_{тек\ 2007} = 1700,6 - 23,75 = 1676,85 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta П_{2008} = \Delta В_{2008} - \Delta Z_{тек\ 2008} = 1667,6 - 23,69 = 1643,9 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta П_{2009} = \Delta В_{2009} - \Delta Z_{тек\ 2009} = 2054,5 - 24,45 = 2030,05 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta П_{2010} = \Delta В_{2010} - \Delta Z_{тек\ 2010} = 2239,1 - 24,75 = 2214,35 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta П_{2011} = \Delta В_{2011} - \Delta Z_{тек\ 2011} = 2357,5 - 24,95 = 2332,55 \text{ млн. тугруг}$$

Налоги. Прирост налога на прибыль в год.

$$\Delta Н_{Пр\ 2012} = \Delta П_{2007} * Н/100 = 1676,85 * 24/100 = 402,4 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta Н_{Пр\ 2013} = \Delta П_{2008} * Н/100 = 1643,9 * 24/100 = 394,54 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta Н_{Пр\ 2014} = \Delta П_{2009} * Н/100 = 2030,05 * 24/100 = 487,2 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta Н_{Пр\ 2015} = \Delta П_{2010} * Н/100 = 2214,35 * 24/100 = 531,4 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta Н_{Пр\ 2016} = \Delta П_{2011} * Н/100 = 2332,55 * 24/100 = 559,8 \text{ млн. тугруг}$$

Расчет экономических показателей проекта. Прирост потока денежной наличности в год

$$\Delta ПДН_{2007} = \Delta П_{2007} - \Delta Н_{Пр\ 2007} = 1676,85 - 402,4 = 1274,45 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta ПДН_{2008} = \Delta П_{2008} - \Delta Н_{Пр\ 2008} = 1643,9 - 394,54 = 1249,36 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta ПДН_{2009} = \Delta П_{2009} - \Delta Н_{Пр\ 2009} = 2030,05 - 487,2 = 1542,85 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta ПДН_{2010} = \Delta П_{2010} - \Delta Н_{Пр\ 2010} = 2214,35 - 531,4 = 1682,95 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta ПДН_{2011} = \Delta П_{2011} - \Delta Н_{Пр\ 2011} = 2332,55 - 559,8 = 1772,75 \text{ млн. руб}$$

Коэффициент дисконтирования.

$$\alpha_{2012} = 1/(1 + E)^{t-1} = 1/(1 + 0.15)^0 = 1$$

$$\alpha_{2013} = 1/(1 + E)^{t-1} = 1/(1 + 0.15)^{2-1} = 0.87$$

$$\alpha_{2014} = 1/(1 + E)^{t-1} = 1/(1 + 0.15)^{3-1} = 0.76$$

$$\alpha_{2015} = 1/(1 + E)^{t-1} = 1/(1 + 0.15)^{4-1} = 0.66$$

$$\alpha_{2016} = 1/(1 + E)^{t-1} = 1/(1 + 0.15)^{4-1} = 0.66$$

Дисконтированный прирост потока денежной наличности в год

$$\Delta\text{ДПДН}_{2007} = \text{ДПДН}_{2007} * \alpha_{2007} = 1274,45 * 1 = 1274,45 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2008} = \text{ДПДН}_{2008} * \alpha_{2008} = 1249,36 * 0,87 = 1086,9 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2009} = \text{ДПДН}_{2009} * \alpha_{2009} = 1542,85 * 0,76 = 1172,57 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2010} = \text{ДПДН}_{2010} * \alpha_{2010} = 1682,95 * 0,66 = 1110,75 \text{ млн. тугруг}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2010} = \text{ДПДН}_{2010} * \alpha_{2010} = 1772,75 * 0,66 = 1170,01 \text{ млн. тугруг}$$

Чистый дисконтированный доход за 5 года:

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \Delta\text{ДПДН}_t = 5814,68 \text{ млн. тугруг}$$

В ходе проделанного технико – экономического анализа по внедрению технологии ВГВ на опытном участке ТЕ14 месторождения Дзун – Баин сделан вывод о нецелесообразности внедрения этой технологии, так как расходы по внедрению намного превышают его суммарный ЧДД за годы его эксплуатации. Данная технология имеет место быть в случае, если расходы будут снижены за счет более дешевых аналогов оборудования и на участках с добычей, превышающей добычу на данном опытном участке. Технология даст больший прирост добычи при тех же капитальных вложениях.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Цогтсайхан Тэргэлэн

Школа	Природных ресурс	Кафедра	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01/Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

1. Объектом исследования данной работы является эффективности изучение методов ГРП и водогазовое воздействия на примере месторождении Дзун – Баин.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

5.1 Производственная безопасность

5.2 Анализ вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте:.

- Повышенный уровень шума и вибрации
- Недостаточная освещенность рабочей зоны
- Отклонение показателей климата на открытом воздухе

5.3 Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте:

- Пожарная безопасность
- Электробезопасность

2. Экологическая безопасность:

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

5.4 Экологическая безопасность

5.5 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения

5.5.1 Защита гидросферы

5.5.2 Защита литосферы

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>5.6 В случае чрезвычайной ситуации (ЧС), типа пожара, взрыва, химического загрязнения разрабатываемым проектом предусматривается осуществление комплекс мероприятий по борьбе, устранению и ликвидации последствий</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера; выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>5.7 .Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны <p>5.7.1 Законодательное регулирование проектных решений, в основу которых положен закон Монголии «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова.О.А			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Цогтсайхан.Т		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Водогазовое воздействие является одним из таких методов, к которому каждый год растет все больший интерес. Также этот метод интересен с точки зрения утилизации попутного газа. Водогазовое воздействие одним из методов утилизации газа путем закачки его обратно в пласт для поддержания пластового давления. Обслуживают установки по закачке газа в пласт операторы поддержания пластового давления. Данная установка улучшает экологическое состояние месторождения, однако, имеет некоторые вредные факторы при работе с ней. Например, повышенная вибрация и шум.

5.1 Производственная безопасность

Дзун – баинское нефтяное месторождение располагается в южно-гобийском районе Монголии в аридной климатической зоне имеет слабую, чувствительную к внешним воздействиям всякого рода и относительно бедные растительные покровы и поэтому в проекте необходимо рассмотреть осуществление мероприятий по охране и рекультивации почвы, создание благоприятных условий для работающих особенно в летный сезон.

Рассмотрены виды работ, выполняемых оператором по гидроразрыву пласта (ГРП) и водогазовое воздействия пласта (ВГВ). Техника безопасности при производстве ГРП и ВГВ должна соответствовать следующим требованиям [19]:

- территория вокруг скважины должна быть спланирована с учетом расстановки оборудования для ремонта и эксплуатации скважин и освобождена от посторонних предметов, а в зимнее время – очищена от снежных заносов и льда. Руководство процессом ГРП осуществляет ответственный руководитель

- представитель подрядчика, в соответствии с планом и регламентом принимает решения о проведении работ,

- руководитель должен спланировать размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, химреагентов,

нефти на рабочий персонал, а так же взрыва и пожара. Полы, мостки должны сооружаться таким образом, чтобы на их поверхности не создавались условия для образования луж от атмосферных и разлива жидкости, а их поверхность, предназначенная для передвижения обслуживающего персонала, в любой ситуации не создавала условия для возможности скольжения подошв обуви;

- имеющиеся в наличии трубы, шланги и инструмент должны быть уложены в штабель с противораскатными стойками на рабочих мостках. Рабочая площадка должна быть освобождена от посторонних предметов;

- опасная зона с трубопроводами и линиями высокого давления обозначаются специальными сигнальными знаками с надписями. До начала ремонтных работ или перед осмотром оборудования, периодически работающей скважины с автоматическим, дистанционным или ручным пуском, привод должен отключаться, а на пусковом устройстве вывешиваться плакат: «Не включать работают люди!»;

- работы по ГРП, включая подготовительные работы, должны проводиться рабочими в специальной одежде и касках;

- в темное время суток ГРП разрешается проводить только в случае если обеспечивается освещенность устья скважины и зоны высокого давления не менее 26 лк и шкал контрольно-измерительных приборов - 50 лк. Освещенность рабочих мест должна соответствовать установленным нормам;

- к работам по ГРП допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности по проводимой работе. Перед началом работ участникам операции производится инструктаж на рабочем месте;

- при работе с химреагентами персонал должен быть экипирован в спецодежду и обязан пользоваться средствами индивидуальной защиты: резиновые перчатки, кержовые или резиновые сапоги, очки для химической защиты слизистой оболочки глаз, респиратор либо многослойная марлевая повязка. Содержание нефтяных газов и паров в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

5.2 Анализ вредных производственных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте

Одним из основных вредных факторов, присущим практически всем месторождениям расположенным в районе Восточной Гоби относятся сложные климатические условия. Из параметров характеризующих климат и оказывающих влияние на организм человека можно отнести такие условия как температура, скорость ветра, барометрическое давление, влажность. Районам Восточной Гоби характерен континентальный тип климата, зимой и в летнее время в Восточной Гоби поступает арктический воздух. Вообще климатические условия могут резко меняться как в течении сезона, так и в течении дня.

Способность человеческого организма поддерживать постоянной температуру тела при изменении параметров климата и при выполнении работы, называется терморегуляцией. Для оптимального поддержания терморегуляции, необходима температура тела в пределах 36 °С. Различные среды, по различному влияют на организм, так например, при продолжительном нахождении работника в среде с высокой температурой, значительно увеличивается вероятность перегрева организма, что также может вызвать гипертермию, которая может в дальнейшем вызвать тепловой удар, и работник может даже потерять сознания.

Высокая влажность, как и высокая температура, значительно усложняет условия работы для человека. При сочетании этих двух значений, работать становится сложнее в двойне, так как из-за высокой влажности пот может незначительно испаряться. Низкая температура, также как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасное для человека, явление гипотермия, вызывается продолжительной работой в условиях низкой температуры.

Для избежания переохлаждения работникам рекомендуется находится на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до -10°С. И не более 5 минут при температуре ниже -10°С. На кустовой площадке, для периодического обогрева возможно нахождения в помещениях оператора, и в БМА (блок

местной автоматики), которые оборудованы нагревателями, и температура в них поддерживается на уровне 23 °С [21].

Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздухопроводы) и многие другие.

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 шум на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий не должен превышать 80дБА. В населенных пунктах (жилые помещения) установлены уровни шума: с 7 до 23 ч - 55дБА, с 23 до 7 ч - 45дБА [22]. На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты [23]:

- виброзащитные перчатки и рукавицы
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов;

В рабочем помещении, в котором расположены насосно-компрессорные

установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ «Шум. Общие требования. Норма для помещения управления» составляет 75 дБА [22].

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 могут быть: наушники, противοшумные вкладыши, шлемы и каски перерывы на отдых от данного помещения.

Защита от шума при работе на ПК обеспечивается:

- установкой газоперекачивающих агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

Со временем, так как эти вибрации имеют постоянный характер, вибрации от работы компрессоров могут усилиться из-за износа оборудования, в особенности элементы крепления. Для частичного устранения этих вибраций рекомендуется установить прокладки из резины, асбеста, резины между полом и самим компрессором в качестве коллективной меры защиты.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежедневно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения

предприятий нефтяной промышленности [4]

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

При нарушении герметичности трубопроводов, запорной арматуры происходят утечки газа, конденсата, нефти.

Поэтому основная задача оперативного персонала своевременно обнаружить место порыва и принять незамедлительные меры по локализации и отключению поврежденных участков. При необходимости производства работ в месте, где произошел порыв и утечка продукта, до начала огневых работ должен быть убран весь грунт, пропитанный продукцией в радиусе не менее 30 м. При этом производится снятие специальной техникой загрязненного слоя 59 почвы и вывоз его на полигон утилизации отходов. После выполнения ремонтных работ, вывезенная почва восполняется новой.

5.3 Анализ опасных производственных факторов

Сосуды и аппараты под давлением Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание условий безопасного осуществления обработки. Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением.

Применяемые часто при гидроразрыве жидкости на нефтяном основе являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обуславливает

пожароопасность процесса. Проведение гидроразрыва связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и другими химическими веществами. Вместе с тем обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда.

Без этого самые совершенные техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве, поэтому роль самих рабочих весьма велика. Движущиеся машины и механизмы Как отмечалось ранее, гидроразрыв пласта связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану. Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [24] устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины. 88
Электробезопасность Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока.

Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток воздействует на организм следующим образом: Биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания (вплоть до остановки). Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего.

Наиболее частой причиной смерти от электротравмы является

фибрилляция желудочков сердца, при которой нарушается сократительная способность мышц сердца. Электролитическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, что может привести к нарушению их физико-химического состава. Термическое воздействие. Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства. Ожоги вызываются тепловым действием электрического тока или электрической дуги.

Пожаробезопасность

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломami и огнетушителями ОХП – 10, ОУ – 2, ОУ – 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

На каждом оперативном объекте, на видном месте должна быть установлена табличка с указанием ФИО и должности лица ответственного за противопожарную безопасность.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

Охраняемыми объектами пожарной охраны являются цеха, здания и сооружения. Контроль за соблюдением правил при новом строительстве ведущимся на территории объекта осуществляется бригадой пожарной охраны объекта.

Здания и сооружения нового строительства, расположенные вне территории охраняемого объекта, обслуживаются в пожарно-профилактическом отношении наравне с другими, не охраняемыми ведомственной пожарной охраной и ППО объектами.

Главные задачи профилактической работы:

- 1) разработка и осуществление мероприятий, основных направленных на устранение причин, которые вызывают возникновение очагов пожаров;
- 2) возможные распределения пожаров и создание условий для успешной эвакуации работающих персонал и имущества в случае пожара;
- 3) оперативные тушения очагов парообразования.

Ответственность за противопожарное состояние предприятий и организаций, за выполнение предписаний и предложений государственного пожарного надзора и пожарных частей возлагается персонально на руководителей этих предприятий и организаций. Руководители предприятий обязаны назначить приказом начальников цехов, участков или других должностных лиц, ответственных за пожарную безопасность отдельных объектов, обеспечение их первичными средствами пожаротушения, а также своевременное соблюдение правил и норм пожарной безопасности.

На каждом оперативном объекте, на видном месте должна быть установлена табличка с указанием ФИО и должности лица ответственного за противопожарную безопасность.

Для выявления мер пожарной безопасности в технологических процессах производства, организации рационализаторской и изобретательской работы по вопросам пожарной безопасности, содействия пожарной охране в проведении профилактической работы, организации и массово разъяснительной работы среди рабочих, служащих и ИТР по соблюдению

противопожарных правил и установленного режима создаются общие объектовые, а в крупных цехах – цеховые пожарно-технические комиссии, состав которых объявляется приказом руководителя объекта. Эти комиссии проводят свою работу в соответствии с Положением о противопожарных комиссиях на промышленных предприятиях.

К лицам, виновным в нарушении ППБ или невыполнении противопожарных мероприятий, необходимо принимать меры воздействия по линии административного объекта, выносить вопросы об их отношении к защите народного достояния от огня на обсуждение.

Для того чтобы огонь при пожаре не распространяться с одного технологического здания на другое, их располагают на определенном расстоянии друг от друга, называемом противопожарным разрывом. Для ограничения распространения пожара внутри здания предназначены противопожарные преграды. К ним относятся стены, перекрытия, двери с пределом огнестойкости не менее 2,5ч.

При проектировании и строительстве зданий необходимо предусмотреть пути эвакуации работающих на случай возникновения пожара. В производственных помещениях должно быть не менее двух эвакуационных выходов.

Электробезопасность

При закачке газа в пласт заряды статического электричества в большинстве случаев образуются при движении нефтепродуктов и газов по трубопроводам, при сливо-наливных операциях, заполнении или освобождении емкостей, дросселировании потоков газов, пропаривании и других операциях.

Электростатические разряды, возникающие в условиях взрывоопасных сред, могут привести к взрывам, а возникновение высоких потенциалов представляет опасность для жизни обслуживающего персонала. Опасность действия статического электричества должна устраняться тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращающая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А в мин.

Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества на оборудовании, на теле человека и на перекачиваемых веществах должны предусматриваться, с учетом особенностей производства, следующие меры, обеспечивающие стекание возникающих зарядов:

а) отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций, а также обеспечения постоянного электрического контакта нефтепродуктов и тела человека с заземлением;

б) отвод зарядов путем уменьшения удельных, объемных и поверхностных электрических сопротивлений;

в) нейтрализация зарядов путем использования радиоизотопных, индукционных и других нейтрализаторов. Все электропроводящие части технического оборудования должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

5.4 Экологическая безопасность

Предприятие на месторождение имеет согласованные проекты нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу, предельно допустимых сбросов (ПДС), проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов ПДВ, ПДС. Также получены лимиты на размещение отходов производства и потребления [28].

Поверхностные воды: воздействие на поверхностные воды может иметь место, в основном, при попадании в них загрязняющих веществ в случае аварийной ситуации. После приема загрязненных стоков происходит ухудшение физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха). Осаждение нефтепродуктов и солей на дно водоемов вызывает загрязнение донных отложений.

При аварийных ситуациях миграция загрязненных стоков в поверхностные водотоки возможна по поверхности земли только при разрушении обваловок площадок, а также аварий на трубопроводах. При возникновении аварийной ситуации, учитывая расчетное время продвижения

загрязняющих веществ, необходимо принять меры по сокращению распространения фронта сточных потоков.

Подземные воды: загрязнение подземных вод возможно при разливе нефти и минерализованных вод в результате инфильтрации загрязненных стоков через зону аэрации в водоносные горизонты. Нефтяное загрязнение относится к «умеренно опасным». В подземных водах под влиянием биогенного разложения и химического окисления нефть разрушается, при этом образуются нафтеновые кислоты, фенолы, эфиры, карбонильные соединения.

Почвенно-растительный слой: загрязнение почв напрямую связано с возможными аварийными ситуациями. При аварийных ситуациях на площадке скважин загрязнения участков почвенно-растительного покрова нефтью имеет достаточно локальный и временный характер. Прогнозировать масштаб загрязнения практически невозможно, так как оно носит эпизодический характер и связано, в основном, с аварийными ситуациями, предотвращение или минимизация которых гарантируются принятыми проектными решениями. Воздействие на почвенный покров при штатном режиме функционирования в значительной мере связано с загрязнением выхлопами автотранспорта и выбросами загрязняющих веществ, возможными эрозионными процессами, связанными как с природными, так и с антропогенными факторами [29].

5.5 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения

На месторождении реализуются мероприятия согласованные проекты нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу, предельно допустимых сбросов (ПДС), проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов ПДВ, ПДС. Также получены лимиты на размещение отходов производства и потребления.

К мероприятиям, направленным на уменьшение воздействия от транспортных веществ, относятся следующие:

- Применение более чистого вида топлива (дизель);
- Проверка состояния и работы двигателей;

- Осуществление контроля по содержанию оксида углерода в выхлопных газах;

- Доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей;

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические мероприятия:

- Установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующаяся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа, и обеспечивающей отключение лобового участка трубопровода при аварийной ситуации;

- Установка специально подогнанных прокладок для фланцевых соединений;

- Выполнение сварных швов, исключая в них возможные микротрещины;

- Антикоррозионная изоляция трубопроводов;

- Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу;

- Своевременный ремонт изношенных деталей.

Поверхностные воды: воздействие на поверхностные воды может иметь место, в основном, при попадании в них загрязняющих веществ в случае аварийной ситуации. После приема загрязненных стоков происходит ухудшение физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха). Осаждение нефтепродуктов и солей на дно водоемов вызывает загрязнение донных отложений.

При аварийных ситуациях миграция загрязненных стоков в поверхностные водотоки возможна по поверхности земли только при разрушении обваловок площадок, а также аварий на трубопроводах. При возникновении аварийной ситуации, учитывая расчетное время продвижения загрязняющих веществ, необходимо принять меры по сокращению распространения фронта сточных потоков.

Подземные воды: загрязнение подземных вод возможно при разливе нефти и минерализованных вод в результате инфильтрации загрязненных стоков через зону аэрации в водоносные горизонты. Нефтяное загрязнение относится к «умеренно опасным». В подземных водах под влиянием биогенного разложения и химического окисления нефть разрушается, при этом образуются нафтеновые кислоты, фенолы, эфиры, карбонильные соединения.

Почвенно-растительный слой: загрязнение почв напрямую связано с возможными аварийными ситуациями. При аварийных ситуациях на площадке скважин загрязнения участков почвенно-растительного покрова нефтью имеет достаточно локальный и временный характер. Прогнозировать масштаб загрязнения практически невозможно, так как оно носит эпизодический характер и связано, в основном, с аварийными ситуациями, предотвращение или минимизация которых гарантируются принятыми проектными решениями.

Воздействие на почвенный покров при штатном режиме функционирования в значительной мере связано с загрязнением выхлопами автотранспорта и выбросами загрязняющих веществ, возможными эрозионными процессами, связанными как с природными, так и с антропогенными факторами [28].

5.5.1 Защита гидросферы.

Основными загрязнителями природной среды при интенсификации притока является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли. Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

- 1) строительство водопропускных труб (27 шт.);
- 2) установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев
- 3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);
- 4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на 94 растительный покров

берегов;

5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта;

6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;

7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды;

8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием);

9) использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- Выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительной техники на растительный покров берегов;
- Укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- Закачка ингибитора коррозии и солеотложений в трубопроводы;
- Применение системы пневмоиспытаний для исключения сброса необходимости технической воды на окружающий ландшафт;
- Проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

При строительстве кустов скважин реализованы следующие природоохранные мероприятия:

- Устройство дамбы обвалования шламового амбара;
- Укрепление откосов обваловки торфо-песчаной смесью;
- Устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического

оборудования.

5.5.2 Защита литосферы

Окружающая среда при гидроразрыве может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами: агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, применяемой при гидроразрывах, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования.

Используемые для контроля гидроразрыва радиоактивные изотопы также могут оказаться источником заражения окружающей среды при 95 небрежном обращении с ампулами и контейнерами или активированными материалами (зернистыми или жидкими).

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

1. Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;

2. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна;

3. Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;

4. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;

5. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хоронится в специально отведенном месте.

В процессе эксплуатации установки образуются твердые отходы, производятся выбросы в атмосферу газообразных продуктов, а также производится сброс сточных вод.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы - метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Пожалуй, главная опасность такого рода на промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку

оповещения;

- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;

- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;

- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;

- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;

- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;

- При возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;

- эвакуация рабочих из зон ЧС;

- использование СИЗ в случае необходимости;

- оказание медицинской помощи пострадавшим;

- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к.

контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора.

Рабочая область должна соответствовать требованиям [12], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях. Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [13]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

5.7.1 Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно закону Монголии:

Статья 82. Установление техники безопасности труда и санитарно-гигиенических стандартов

82.1. Техники безопасности и стандарты гигиены труда утверждаются организацией, ведающей вопросами стандартов по согласованию с центральным органом государственного управления, ведающим вопросами труда согласно предусмотрено законодательством.

82.2. Центральные органы государственного управления, ведающими вопросами труда утверждает общие положения по технике безопасности и гигиене труда.

Статья 83. Общие требования к рабочему месту

83.1. Организация рабочего места должна обеспечиваться требованиями производственной технологии, техники безопасности и гигиены.

83.2. Химические, физические, биологические отрицательные факторы, могущие возникнуть на рабочем месте при процессе производства не должны превышать ограничения, утвержденные органом, указанном в статье 82.1. настоящего закона.

83.3. На рабочем месте работника оборудуются бытовые помещения в соответствии с нормами гигиенических требований.

83.4. Работодатель согласуется с работником с ограниченными возможностями оборудовать его рабочее место дополнительными средствами с учётом его физического состояния в соответствии стандартам гигиены и техники безопасности труда, утвержденной организацией, указанной в статье 82.1 настоящего закона.

Статья 84. Требования к производственным зданиям и сооружениям

84.1. При проектировании, строительстве, перестроении и вводе в эксплуатацию производственных зданий и сооружений необходимо иметь

предварительное заключение профессиональных органов, ведающих вопросами техники безопасности труда и гигиены.

Статья 85. Требования к машинам, механизмам и оборудованию

85.1. Эксплуатация машин, механизмов и оборудования должна быть произведена в соответствии с порядком пользования и безопасности с полным ведением технических паспортов.

85.2. Для установления машин, механизмов и оборудования и ввода в эксплуатацию после капитального ремонта необходимо пройти предварительный контроль и получить разрешение профессиональных органов.

85.3. Электричество и оборудование должно быть вмонтировано в соответствии с проектированием и соответствовать требованиям использования и безопасности электричества.

Статья 86. Требования к специальным одежам и средствам индивидуальной защиты

86.1. Работодатель снабжает работника специальной одеждой и средствами индивидуальной защиты, соответствующие условиям труда, особенностям работы и обязанностей, обеспечивающие требованиям техники безопасности и гигиены труда.

86.2. Работодатель обязан обеспечивать стирку, дезинфекцию и ремонт, выданных работнику специальной одежды и средств индивидуальной защиты [11].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях современных реалий, когда темпы разведки новых запасов углеводородов отстают от темпов извлечения, когда структура запасов изменяется в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, особенно важно уделять большое внимание на внедрение новых технологий.

В работе были рассмотрены методы повышения нефтеотдачи и особенно те методы которые используются на месторождении Дзун – Баинб это метод ГРП и водогазовое воздействие. Были рассчитаны технологические схемы внедрения водогазового воздействия на основе насосно - эжекторных устройств применительно к условиям Дзун – Баинском месторождения.

Из методов ГРП и водогазовое воздействия более подходящим методом на месторождении Дзун – Баин было метод водогазового воздействия.

Анализ внедрения технологии водогазового воздействия на «соседних» похожих месторождениях показал увеличения добычи на 17% уменьшение обводнённости за счет увеличения коэффициента охвата и задействия в работу раннее слабопроницаемых каналов что непосредственно отражается на экономических показателях

Список литератур

1. Traynor, J.J., Sladen, C., 1995, «Тектоническая и стратиграфическая эволюция Монгольской Народной Республики и ее влияние на геологию и потенциал углеводородов», «Морская и нефтяная геология», 12 (1), стр. 35-52.
2. Мейерхофф А.А., Мейер Р.Ф., 1987 г. «Геология тяжелой сырой нефти и природного битума в СССР, Монголии и Китае». Исследование тяжелой сырой нефти и природного битума. AAPG Studies in Geology, no. 25 стр. 31-101.
3. Tong Xiaoguang. A discussion on the role of accumulation association in the exploration evaluation [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2009, 31(6): 1-8.
4. Guo Qiulin, Yan Wei, Gao Rili, et al. Application and comparison of three petroleum resource assessment methods [J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(1): 50-59.
5. Официальный сайт Министерства минеральных ресурсов и нефтяного управления Монголии. «Эксплуатация и добыча нефти»
6. Gan Kewen, Li Guoyu, Zhang Liangcheng, et al. Atlas of the world's oil and gas basins [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1982: 66 - 68.
7. Prost G L. Tectonics and hydrocarbon systems of the East Gobi basin. Mongolia [J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(4): 483 - 513
8. IHS Energy. Восточно-Гоби бассейн, Монголия [DB]. Basin Monitor,
9. Cheng Youyi, Li Xiaoqing, Zhao Yuhua, et al. Углеводородный исходный анализ группы бассейнов Гоби в Монголии. Нефтяная геология и эффективность восстановления, 2003, 10 (5): 23-24.
10. Prost G L. Тектоника и углеводородные системы бассейна Восточного Гоби. Монголия. Бюллетень AAPG, 2004, 88 (4): 483-513.
11. Jamba, Ts., 2009, Issues of Mongolian Oil Industry II, Master Print Press, Mongolian university of science and technology, Ulaanbaatar, Mongolia,
12. Jamba, Ts., 2016, " Mongolian oil industry within 75 years," The journal of Mongolian university of science and technology (JMUST) 09/192, pp. 7 - 15 ,

13. Hydraulic fracturing myth and facts
14. Robert S. 'Oil Well Stimulation' NJ 1992 он х292-394
15. Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University
'Hydraulic Fracturing'
16. Barbara A. Hauser 'Practical Hydraulics Handbook' NY 1996 он
17. Муслимов, Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во КГУ, 1999. – 280 с
18. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. - SPE 71203, SPERE & E Journal, 97-106,
19. Алимаа Р. «Правило безопасности» 05.08.2014г. стр 58.
20. Батурина Н.А. Анализ и оценка источников формирования оборотных активов хозяйствующего субъекта //Справочник экономиста. -2008. -N 7. -С.14-2
21. ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны
22. ГОСТ 12.1.003.2014 «Шум. Общие требования безопасности СН 9-86 РБ 98 «Шум на рабочих местах. Предельно допустимые уровни»
23. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. Закон Монголии «О труде» 14.05.1999 г. Статья 82-86
25. Исследование эффективности ГРП и ВГВ на месторождениях ООО «Петро Матад» и обоснование перспектив его применения.
26. Обновление монгольской экономики 2014г
27. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Москва: Госгортехнадзор России, 2014.
28. Цэвээнжав Ж., Алимаа Б. Нефтяная промышленность 2005г.
29. Бадарч Ж. Технология и техника добычи нефти. 2014 г
30. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983г.